

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**MUDANÇA DO PARADIGMA OPERATIVO DO
SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO E AS
CONSEQUÊNCIAS FINANCEIRAS**

CARLOS EDUARDO CRUZ LOPES DE OLIVEIRA
matrícula nº: 109148725

ORIENTADOR: Prof. Nivalde José de Castro
COORIENTADOR: Prof. Guilherme de Azevedo Dantas

MAIO 2015

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**MUDANÇA NO PARADIGMA OPERATIVO DO
SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO E AS
CONSEQUÊNCIAS FINANCEIRAS**

CARLOS EDUARDO CRUZ LOPES DE OLIVEIRA
matrícula nº: 109148725

ORIENTADOR: Prof. Nivalde José de Castro
COORIENTADOR: Prof. Guilherme de Azevedo Dantas

MAIO 2015

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor.

Agradecimentos

À minha família, pelo amor incondicional e por me fornecer todas as condições necessárias á minha formação como economista e ser humano. Aos meus pais, Hamilton e Maria Alice, por serem incansáveis para me dar a melhor educação. Aos meus avós maternos, pelo amor verdadeiro.

Aos professores do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (Gesel) e do Grupo de Economia da Energia (GEE) por despertaram o meu interesse pela área da Economia da Energia.

Ao professor Guilherme de Azevedo Dantas, por ter aceitado a minha proposta de tema e por ter sido fundamental na elaboração deste trabalho através das conversas, sugestões e dúvidas sanadas.

Ao professor Nivalde José de Castro, pela disposição em auxiliar a viabilização deste trabalho.

Ao Instituto de Economia da UFRJ, essencial para a minha formação

A todos os meus amigos, por serem compreensivos diante da minha ausência durante a elaboração deste trabalho e por sempre estarem presentes na minha vida.

A Marina Nogueira, pelo amor, companheirismo e pelas imagens editadas para este trabalho.

Aos meus amigos Luiz Andre Vaz e Guilherme Caetano, pela amizade e por todo o material fornecido ao longo da minha graduação. Foram de suma importância.

RESUMO

O presente trabalho dedica-se a apresentar a atual crise no setor elétrico brasileiro, dando enfoque ao mecanismo de contratação do parque termelétrico e a identificação dos agentes que são impactados financeiramente quando, em um período de estresse hidrológico, o parque termelétrico passa a ser despachado continuamente. Para tal, será feita uma dissertação acerca das características intrínsecas ao singular Sistema Interligado Nacional (SIN). Diante da constatação de um problema estrutural, serão analisadas fontes complementares ao parque hídrico nacional. Será explorada a metodologia utilizada nos leilões de energia e como os diversos leilões de energia nova, realizados a partir de 2005, modificaram a matriz elétrica nacional através da contratação maciça de termelétricas flexíveis com alto custo variável. Embora a expansão tenha ocorrido de acordo com a lógica operativa do sistema, o risco financeiro de um período de hidrologias desfavoráveis, que era previsto mais para o longo prazo, acabou por se materializar no curto prazo.

SÍMBOLOS, ABREVIATURAS, SIGLAS E CONVENÇÕES

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEC	Custo Econômico de Curto Prazo
CER	Contrato de Energia de Reserva
CMO	Custo Marginal de Operação
COP	Custo de Operação
CONER	Contrato de Energia de Reserva
CONUER	Contrato de Uso de Energia Elétrica
CVU	Custo Variável Unitário
EAR	Energia Armazenada
ENA	Energia Natural Afluenta
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargo de Serviço de Sistema
ESS_SE	Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética
GF	Garantia Física
GNL	Gás Natural Liquefeito
GR	Grau de Regularização
ICB	Índice Custo e Benefício
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Fonte Alternativa
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia

ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEN	Plano de Operação Energética
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
QL	Quantidade de Lotes
RF	Receita Fixa
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEO	Tarifa de Energia de Otimização
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa do Uso do Sistema de transmissão

FIGURAS

Figura 1: Energia Natural Afluyente: Médias, Máximas e Mínimas	16
Figura 2: Sistema Interligado Nacional (SIN).....	17
Figura 3: Diagrama de Decisões do Operador Nacional do Sistema (ONS).....	20
Figura 4: O Processo de Liquidação das Diferenças	24
Figura 5: Grau de Regularização do SIN.....	28
Figura 6: Safra de Cana versus Energia Natural Afluyente (ENA).....	33
Figura 7: Energia Armazenada das Hidrelétricas e a Produção Eólica	34
Figura 8: Capacidade Instalada Total do SIN em Outubro de 2014.....	39
Figura 9: Leilões de Energia Nova Realizados Desde 2005	40
Figura 10: Energia Contratada (MWmed) nos Leilões que Utilizaram o ICB	49
Figura 11: Custo Variável do Parque Térmico em Operação.....	50
Figura 12: Resumo dos Leilões de Energia de Reserva já Realizados	52
Figura 13: Diferença Entre a Garantia Física e a Geração Efetiva das Hidrelétricas.....	58
Figura 14: Perfil dos Contratos no Ambiente de Contratação Livre (ACL)	59
Figura 15: PLD SE/CO: Média Mensal de Maio de 2003 até Julho de 2014.....	62
Figura 16: Liquidação Financeira no Mercado de Curto Prazo (Janeiro 2013 até Julho de 2014).....	63
Figura 17: PLD Médio Mensal versus Custo Médio Mensal de Produção: Distribuição de Probabilidades Acumuladas.....	67

TABELAS

Tabela 1: A Hidroeletricidade no Mundo.....	
Tabela 2: Energia Natural Afluyente (ENA) do Subsistema Norte.....	

Sumário

INTRODUÇÃO.....	9
CAPÍTULO I – A LÓGICA OPERATIVA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	11
1.1 A Hidroeletricidade.....	12
1.2 A capacidade de regularização dos reservatórios	13
1.3 A importância do sistema de transmissão	15
1.4 O <i>back-up</i> térmico.....	18
1.5 Operação do sistema	19
1.6 Mecanismo de realocação de energia.....	21
1.7 Preço de Liquidações das Diferenças e Processo de liquidação das Diferenças	22
CAPÍTULO II – MUDANÇA ESTRUTURAL E A GERAÇÃO COMPLEMENTAR.....	25
2.1 Perda da Capacidade de Regularização do Sistema	25
2.2 A Geração Complementar ao Parque Hidráulico	29
2.3 As Fontes de Geração com Sazonalidade Complementar.....	30
2.3.1 A Bioeletricidade Sucroenergética	31
2.3.2 Energia Eólica.....	34
2.3.3 Geração Térmica Complementar: Gás Natural	35
2.4 Matriz Elétrica Brasileira e Sua Rota de Expansão.....	38
2.5 Crise Hídrica e o Despacho Térmico	42
CAPÍTULO III - A CONTRATAÇÃO DE FONTES TERMELÉTRICAS POR DISPONIBILIDADE ..	44
3.1 O método do ICB	44
3.2 A Matriz Seleccionada pelo ICB	48
3.3 Os Leilões de Energia de Reserva.....	50
CAPÍTULO IV – O IMPACTO FINANCEIRO DE UM PERÍODO DE HIDROLOGIAS DESAVORÁVEIS E AS MEDIDAS RECÉM ADOTADAS	53
4.1 O Risco Financeiro de um Período com Hidrologias Desfavoráveis	53
4.2 A Comercialização de Energia no Mercado de Curto Prazo	54
4.3 Os Geradores Hídricos e o Mercado de Curto Prazo	55
4.4 O Mercado Livre e Seus Contratos	58
4.5 As Distribuidoras, a MP 579 e o Vencimento das Concessões	59
4.6 A Liquidação Financeira	61
4.7 Medidas Adotadas Para Diminuir o Impacto Financeiro dos Agentes.....	63
4.7.1 As Bandeiras tarifárias.....	64
4.7.2 PLD: Sinalizador Econômico Ineficaz e Redução do Preço Teto.....	65
CONCLUSÃO.....	69
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	71

INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro foi historicamente construído baseado na exploração do vasto potencial hídrico do Brasil. Desde o século XIX, mais precisamente no ano de 1883, em Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, em Minas Gerais, a primeira usina hidrelétrica brasileira entrava em operação. Seis anos mais tarde, em 5 de Setembro de 1889, foi inaugurada em Juiz de Fora (MG) a usina hidrelétrica de Marmelos, primeira hidrelétrica a fornecer eletricidade à iluminação pública.

A partir daí, no início do século XX, deu-se início a construção de grandes barragens como Parnaíba, Fontes e Henry Borden pela Light, Paulo Afonso pela CHESF e Usina de Furnas por Furnas que desenharam a diretriz do desenvolvimento elétrico do Brasil (BICALHO, 2014).

Dessa forma, as hidrelétricas e os reservatórios de acumulação se tornaram os pilares do sistema elétrico brasileiro. A dimensão continental do Estado brasileiro associada à variabilidade das afluências recebidas por cada região implicou na necessidade de coordenação na gestão de todos os reservatórios do sistema para otimizar o uso da água dos rios e aproveitar ao máximo a capacidade de regularização dos reservatórios. O papel de operador monopolista é exercido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) desde o ano de 1998.

Com a predominância hidrelétrica na matriz elétrica nacional, as usinas térmicas assumiam o papel de *back up* do sistema, tendo baixa frequência de despacho. D'ARAÚJO (2009) explica que as usinas térmicas representam o “efeito seguro” do sistema. O simples fato da existência de uma térmica possibilita o aumento na transformação de água em MWh por parte das hidrelétricas.

Contudo, o potencial hidrelétrico brasileiro remanescente se encontra em regiões que, devido à legislação ambiental vigente e as características geográficas da região (região de Planície) impossibilitam a construção de grandes usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de acumulação. Dessa forma, não será possível continuar expandindo o sistema da mesma forma como isto ocorreu ao longo do século passado.

A impossibilidade de construção de grandes reservatórios na região Norte implica na perda do grau de regularização dos reservatórios brasileiros. Para ilustrar essa situação,

em 2013 os reservatórios brasileiros armazenavam água suficiente para suprir 6,5 meses de carga, já em 2013 esse valor havia caído para 5,4 meses.

Em virtude da impossibilidade de construção dos grandes reservatórios, a expansão do sistema será sustentada pela construção de usinas a fio d'água com pouca ou nenhuma capacidade de regularização. Isto tornará a produção de energia elétrica mais demarcada ao longo do ano, com muita capacidade de produção no período úmido e pouca no período seco.

Com isto, a expansão da capacidade de geração não hidráulica deve priorizar fontes complementares a geração hídrica com destaque para fontes de geração sazonalmente complementar a geração hídrica e usinas térmicas com alta eficiência energética. Como exemplo de geração sazonalmente complementar, as fontes que mais se destacam são a bioeletricidade sucroenergética, oriundo do aproveitamento energético do bagaço e da palha da cana-de-açúcar, e a energia eólica proveniente do aproveitamento dos ventos. Já as termelétricas movidas a gás natural constituem uma alternativa de usina térmica com alta eficiência.

Porém, ao longo dos leilões de energia nova realizados a partir de 2005, é possível perceber que a contratação realizada não correspondeu a necessidade do sistema. Os leilões do ano de 2007 e 2008 são muito emblemáticos nessa questão pois selecionaram muitas usinas térmicas flexíveis, poluentes, com alto custo variável movidas principalmente a óleo e Diesel.

A metodologia utilizada nos leilões, o método ICB, acabou por tornar as usinas térmicas com alto custo variável mais competitivas. A contratação dessas usinas térmicas associada a uma crise hidrológica iniciada em Setembro de 2012 vem causando forte impacto econômico e financeiro nos agentes do setor elétrico. O Governo, na tentativa de diminuir o impacto financeiro, adotou algumas medidas regulatórias no ano de 2015.

O objetivo deste trabalho é analisar a lógica operativa do sistema elétrico brasileiro, apresentando a expansão da matriz elétrica brasileira a partir dos leilões de energia realizados para posteriormente identificar o impacto sobre os agentes do despacho contínuo do parque termelétrico em um período de crise hidrológica.

Fora em introdução, o trabalho está dividido em quatro capítulos. Ao longo do primeiro capítulo será discutida a lógica operativa do sistema elétrico brasileiro. Serão

abordados temas relativos à presença da hidroeletricidade na matriz elétrica brasileira e suas implicações ao setor elétrico.

O segundo capítulo apresenta ao leitor a questão da perda do grau de regularização dos reservatórios brasileiro. São discutidas as causas e as tecnologias que devem ser priorizadas na expansão do parque gerador brasileiro. Logo em seguida é apresentado um resumo da matriz elétrica brasileira e um resumo de toda capacidade instalada que foi contratada nos leilões de energia nova realizados a partir do ano de 2005. O capítulo termina abordando a crise hídrica iniciada em Setembro de 2012 e traça um perfil do despacho térmico que vem ocorrendo no Sistema Interligado Nacional.

Em seguida, o terceiro capítulo inicia com uma análise da metodologia usada nos leilões, o Índice de Custo e Benefício (ICB), para identificar e qualificar o parque termelétrico contratado.

O último capítulo apresenta o risco financeiro dos agentes quando, em um período de estresse hidrológico, todo o parque térmico é despachado. Por fim, serão abordadas as medidas tomadas pelo Governo com o intuito de diminuir o risco financeiro dos agentes. O trabalho se encerra com as conclusões.

CAPÍTULO I – A LÓGICA OPERATIVA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O capítulo 1 busca apresentar a lógica operativa do setor elétrico brasileiro (SEB). Primeiro será discutido a hidroeletricidade e a presença desta fonte de energia em diversos países do mundo. Posteriormente serão analisadas algumas características fundamentais do SEB.

1.1 A Hidroeletricidade

A hidroeletricidade é uma das formas existentes para a geração de energia elétrica. Ela é fruto do aproveitamento do potencial hidráulico dos rios. Nesse sentido, o principal insumo da geração hidrelétrica é a água. O fluxo d'água é conduzido de maneira forçada até uma turbina hidráulica. A passagem da água por essa turbina gera uma energia cinética que será convertida em energia elétrica através do gerador elétrico que está acoplado a esta turbina por um eixo.

Dois fatores relevantes para a produção de energia hidrelétrica são os desníveis e o volume de água disponível. Segundo PRATES (2011) esses desníveis podem ser naturais, como por exemplo o aproveitamento da energia de uma cachoeira, ou artificiais, através da construção de grandes barragens para obter o desnível necessário. Quanto maior for o desnível, maior será a potência da usina hidrelétrica. Em MIRANDA (2009) vê-se a importância que o volume de água tem para garantir uma geração constante e/ou, ao menos, regularizada. Nesse ponto, uma vantagem importante para o sistema elétrico brasileiro é a presença de inúmeros reservatórios para estocar água. Alguns com baixa capacidade de estocagem e outros com muita.

As hidrelétricas podem variar muito de tamanho e uma característica muito importante delas se refere a sua eficiência. Como a água é um líquido pouco compressível, seu movimento é quase integralmente captado pelas turbinas. Assim, levando em conta o potencial energético contido na água turbinada, o rendimento hidrelétrico está em torno de 90%.

Dada a dependência que as hidrelétricas têm com a água, é importante saber que nem sempre elas possuem liberdade absoluta na geração. Pode ocorrer a necessidade de gerar eletricidade para não verter água assim como é possível não ter água para gerar.

Como é possível observar na tabela abaixo, elaborada a partir de dados da agência internacional de energia, a hidroeletricidade é concentrada em poucos países. Apenas os

quatro países que mais produziram hidroeletricidade em 2012 representam mais de 50% da oferta mundial dessa fonte. Pode-se observar também que, dentre os dez países que mais produziram hidroeletricidade no ano de 2012, em quatro deles a hidroeletricidade representa mais de 60% de toda a geração de energia elétrica desses países. Esse é o caso do Brasil.

Tabela 1: A Hidroeletricidade no Mundo

Produtores	TWh	% total do Mundo	% hídrico total na geração doméstica de energia
China	872	23.2	17.5
Brasil	415	11.1	75.2
Canadá	381	10.1	60.0
Estados Unidos	298	7.9	7.0
Rússia	167	4.5	15.6
Noruega	143	3.8	96.7
Índia	126	3.4	11.2
Japão	84	2.2	8.1
Venezuela	82	2.2	64.8
Suécia	79	2.1	47.5
Resto do Mundo	1.109	29.5	14.0
Mundo	3.756	100.0	16.5

Fonte: Elaboração própria com dados da IAE

1.2 A capacidade de regularização dos reservatórios

Para entender a configuração do sistema elétrico brasileiro, é preciso compreender importantes características geográficas do Brasil. Dada à predominância hidrográfica de rios de planalto, rios que ao longo do seu curso possuem muitos desníveis de tamanhos consideráveis em seu curso, a instalação de grandes usinas hidrelétricas foi facilitada. Normalmente essas usinas se situam em declividades originadas entre dois segmentos consideravelmente planos. Desse fato, pode-se imaginar que os grandes reservatórios de acumulação se formam de maneira natural ao represar rios com essas características.

Ao analisar a hidrologia que as usinas hidrelétricas brasileira recebem, fica visível a importância dos reservatórios de acumulação para o sistema elétrico brasileiro (SEB). Durante os meses entre dezembro e abril, considerado o período úmido do ano, a energia

natural afluente¹ é muito superior ao período seco, compreendido entre os meses entre maio e novembro. Isto torna indispensável ao sistema elétrico brasileiro a capacidade de estocar água no período úmido para ser turbinada no período seco garantindo uma flexibilidade operacional a hidrelétrica, tornando a geração mais segura e previsível. A energia potencial contida na água dos reservatórios recebe o nome de energia armazenada (EAR). Assim, os reservatórios, são desenhados para reduzir a sazonalidade das afluências².

Outra característica importante dos rios brasileiros é que eles percorrem longas distâncias. O rio Paraná e o rio Madeira, por exemplo, percorrem 3942 Km e 3315 Km, respectivamente. Essa grande extensão dos rios de planalto possibilita a instalação de inúmeras usinas ao longo do mesmo rio alterando assim a afluência percebida pelas usinas que se encontram mais a jusante. Assim, como destaca D'ARAUJO (2009), a afluência percebida por uma usina torna-se mais bem comportada quando o rio em que ela está situada possui outras usinas com reservatórios instaladas rio acima. Segundo este mesmo autor, na medida em que a afluência vai se tornando mais bem comportada, maior é a energia firme que a usina pode gerar.

Em resumo, é possível dizer que uma hidrelétrica com reservatório de acumulação, instalada em um ponto do rio, é beneficiada por outras instaladas a montante, desde que estas apresentem capacidade de regularização, e beneficia outras a jusante ao regularizar suas afluências. Com isto, aumenta-se a energia firme que pode ser gerada pelo sistema. Desse modo, a estratégia para maximizar o somatório das gerações de cada hidrelétrica sem comprometer o futuro deve ser tomada em conjunto e não individualmente. Em outras palavras, a geração de uma usina individual não está relacionada apenas a sua estratégia individual de armazenar água, mas, em grande medida, as estratégias de geração das usinas localizadas a montante.

Os reservatórios de acumulação estão desigualmente distribuídos entre os quatro subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN). Segundo o plano decenal de

¹ A Energia Natural Afluente (ENA) corresponde ao montante de energia potencialmente gerada caso toda afluência fosse turbinada.

² Além de regularizar a vazão dos rios, os reservatórios podem servir também como bateria de outras gerações intermitentes, como a geração eólica e solar. Ou seja, em situações onde não exista vento ou sol, a água armazenada permitirá um aumento na geração hídrica que irá compensar a energia que seria produzida por essas fontes alternativas. Porém, no Brasil, os reservatórios não cumprem esse papel de administrar a intermitência das fontes eólica e solar (LOSEKANN 2013)

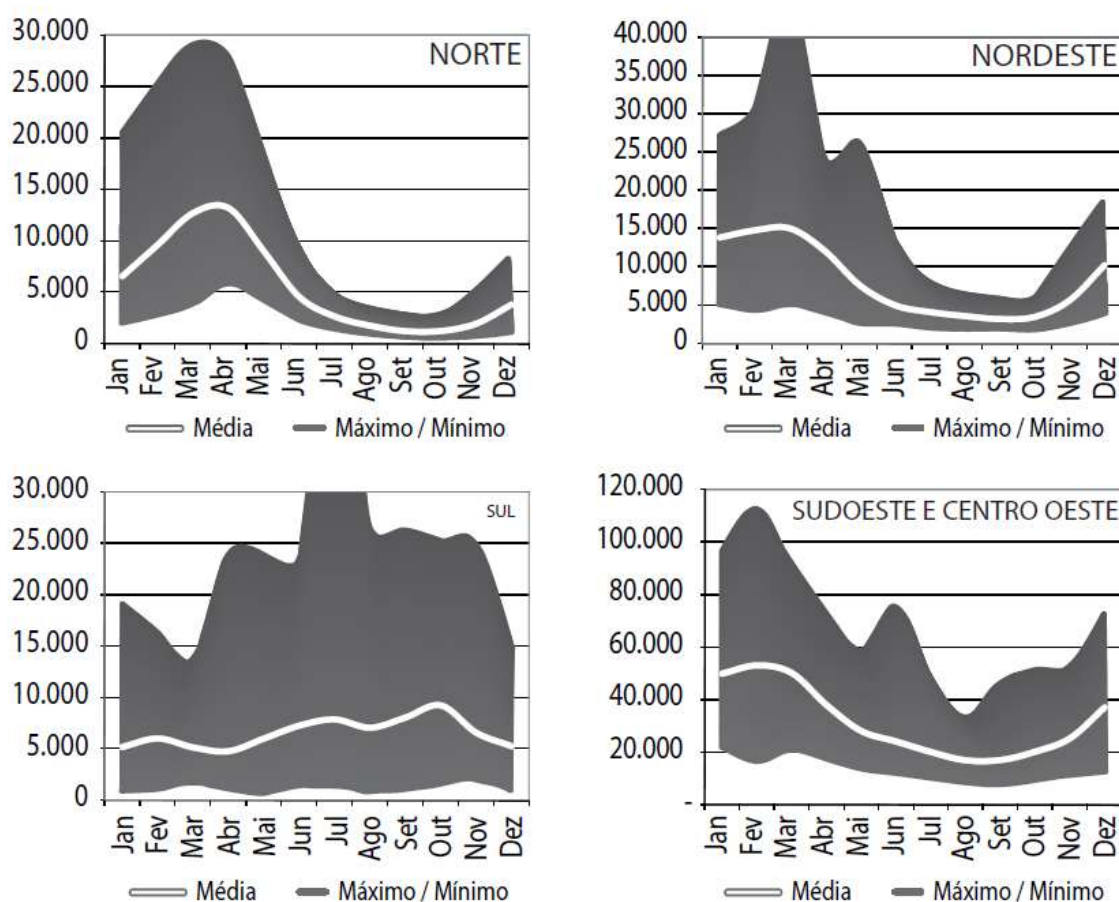
expansão de energia 2023 – PDE 2023, aproximadamente 70% da capacidade de armazenamento do SIN se encontra na região Sudeste/Centro-Oeste, seguida pela região Nordeste com 18%. Percebe-se assim que, aproximadamente 90% de toda a capacidade de armazenamento do SEB está concentrada em apenas dois subsistemas. O subsistema Sul representa 7% enquanto o Norte 5%. O conjunto de reservatórios do sistema é capaz de armazenar, em forma de água, uma energia superior a 200 TWh. Essa energia é suficiente para garantir o equivalente a, aproximadamente, 5 meses da carga do país (ONS, 2013).

1.3 A importância do sistema de transmissão

A dimensão continental do território brasileiro e a predominância da hidroeletricidade na matriz elétrica são dois aspectos que caracterizam o SIN como um dos maiores sistemas interligados do mundo. Ele é composto por empresas de geração e transmissão de energia, com múltiplos proprietários, das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região norte. Cerca de 98% da energia demandada pelo país encontra-se dentro do SIN enquanto que os outros 2% estão localizados em sistemas isolados, principalmente localizados na região norte (ONS).

As usinas hidrelétricas brasileiras estão subordinadas a grande sazonalidade e ao regime de chuvas do Brasil. Dada a dimensão do território brasileiro, as usinas estão situadas em regiões com diferentes hidrologias. A Figura I mostra a variabilidade, característica do clima tropical, nas afluências das regiões do país. É possível notar que existe uma complementaridade entre as regiões, indicando a possibilidade de ganhos com a integração energética.

Figura 1: Energia Natural Afluyente: Médias, Máximas e Mínimas



Fonte: D'Araujo (2009).

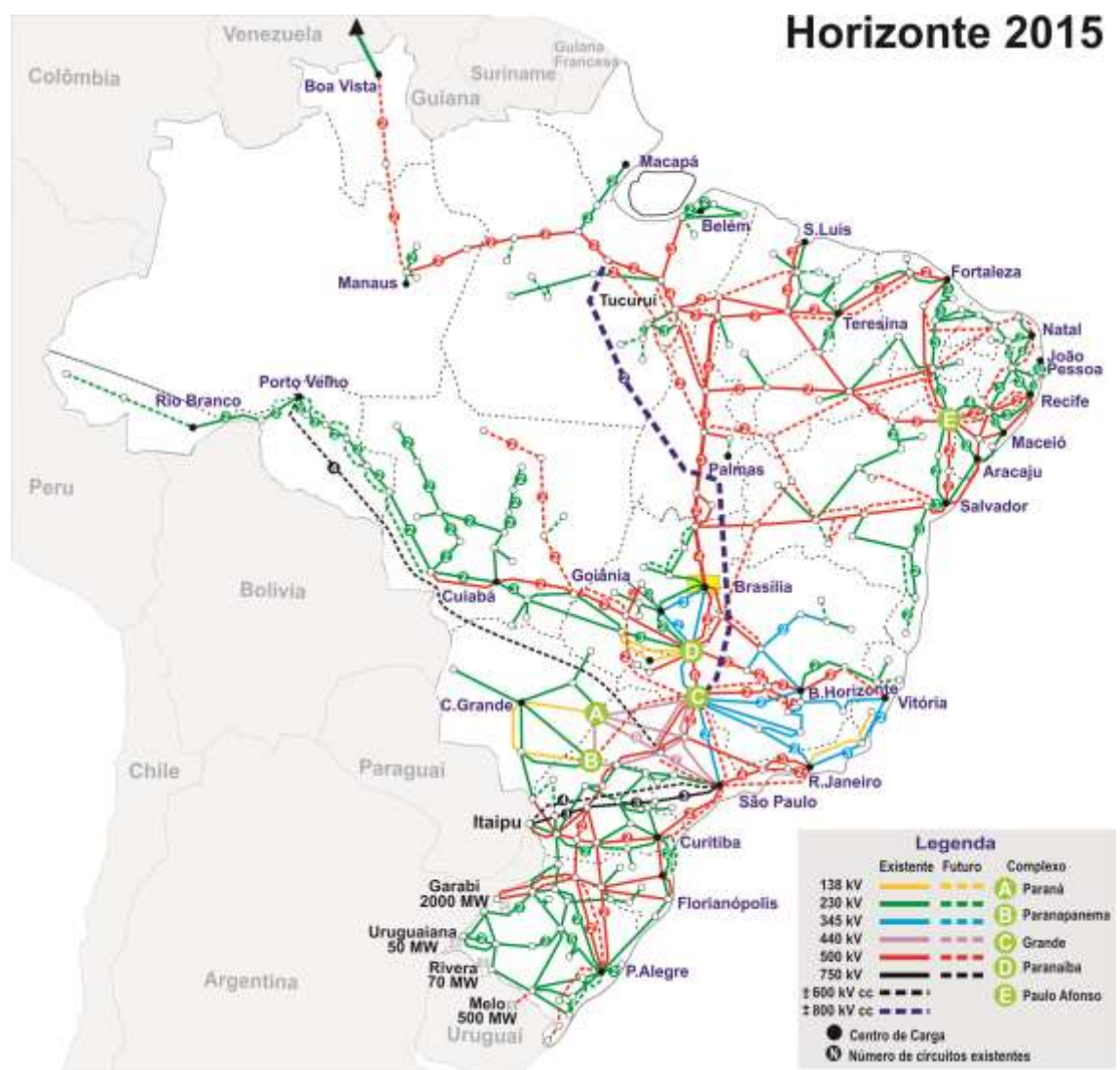
Essa diversidade hidrológica confere ao sistema de transmissão um papel fundamental na otimização do uso dos reservatórios. Ele permite que a demanda do mercado possa ser atendida por um conjunto muito grande de usinas espalhadas pelo território. Assim, a energia demandada por uma região não precisa ser produzida na própria região.

O sistema de transmissão é responsável pelo intercâmbio de blocos de energia entre as diferentes regiões. Ou seja, no momento de hidrologia desfavorável em região, por exemplo, ela pode ser socorrida pelo excedente produzido em outra região que esteja em um período de hidrologia favorável, evitando assim, por um lado, o esvaziamento dos reservatórios de uma região e, por outro, o vertimento de água em outras. Como destaca D'ARAÚJO (2009), as linhas de transmissão, se bem instaladas, funcionam como um reservatório ambulante.

Nesse sentido, o autor supracitado relembra o racionamento ocorrido em 2001. Na ocasião, pelo fato de não contar com uma rede de transmissão robusta, não foi possível realizar o intercâmbio de energia entre as regiões Sul e Sudeste. Assim, enquanto ocorria vertimento de milhões de metros cúbicos de água na região sul, a região Sudeste gastava a sua reserva de água para atender a uma demanda que poderia ter sido atendida pelas hidrelétricas da região Sul.

Assim, pode-se dizer que as linhas de transmissão cumprem basicamente três funções: Elas são responsáveis pela ligação entre o local de geração e o centro consumidor; Interligação entre as diversas regiões e bacias hidrográficas submetidas a diferentes hidrologias, permitindo o intercâmbio de energia; garantem a flexibilidade e confiabilidade da rede.

Figura 2: Sistema Interligado Nacional (SIN)



Fonte:ONS

A figura 2 Ilustra a configuração atual do SIN e mostra também a expansão a ser implementada. É possível notar que o sistema de transmissão abrange quase a totalidade do território brasileiro, configurando-se como um dos maiores do mundo.

1.4 O *back-up* térmico

O arranjo energético dos reservatórios, possibilitado pelas redes de transmissão, viabilizam o intercâmbio de energia entre as regiões. Porém, essa configuração não garante a segurança do sistema e pode ocasionar um esvaziamento coletivo dos reservatórios. Em outras palavras, em um período úmido o subsistema sul pode enviar seu excedente para o subsistema sudeste, que por sua vez pode enviar energia para o norte que pode vir a socorrer o nordeste. No limite, em um período úmido desfavorável, os reservatórios podem esvaziar simultaneamente.

Essa situação impõe ao sistema elétrico brasileiro a necessidade de se fazer uma escolha em relação ao uso da água estocada nos reservatórios. Deve-se escolher entre utilizar a água no presente ou estocá-la para uso futuro. A escolha por armazenar água implica, necessariamente, na existência de uma fonte firme, que independa das condições climáticas e que possa gerar energia assim que solicitada (despachada). Essa fonte complementar é representada pelas usinas termelétricas (nucleares, a gás, óleo e etc).

Diferentemente do que ocorre nos sistemas térmicos, onde as termelétricas operam constantemente, no sistema elétrico brasileiro elas possuem um papel de *back-up*, proporcionando o controle e a segurança do sistema. Essas usinas operam em períodos de hidrologias desfavoráveis à geração hidrelétrica e são despachadas de acordo com o critério de mérito econômico onde o custo marginal vai servir de critério para dizer se o Operador Nacional do Sistema (ONS) vai despachar ou não a térmica em questão.(CASTRO e DANTAS, 2008)

O simples fato da existência dessas térmicas, mesmo que utilizadas por pouco tempo, altera o gerenciamento dos reservatórios. Ao contar com uma possível geração térmica, as hidrelétricas podem utilizar no presente um maior volume da água estocada em seus reservatórios transformando-a em MWh e assim ficar com mais espaço para armazenar água da chuvas.

1.5 Operação do sistema

Como visto anteriormente, o sistema elétrico brasileiro possui particularidades que o diferencia dos sistemas predominantemente térmicos do resto do mundo. A energia consumida no Brasil é predominantemente gerada pelas usinas hidrelétricas e complementada por usinas termoeletricas.

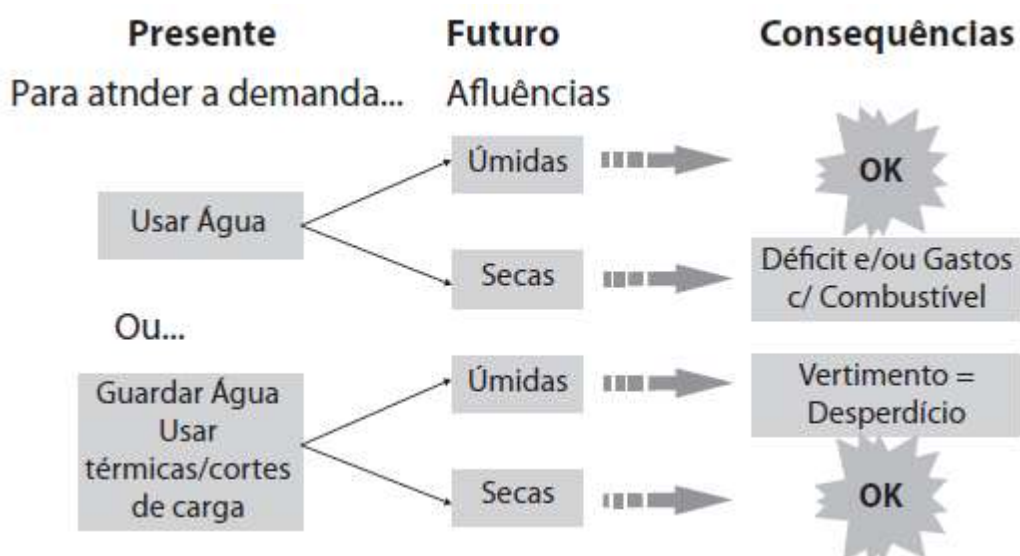
As usinas hidrelétricas utilizam como combustível para sua geração a água. Dessa forma, o custo relacionado ao combustível das hidrelétricas é muito inferior ao custo do combustível das centrais termoeletricas. Além de ter custos de combustível mais barato, as hidrelétricas são consideradas fontes limpas e renováveis. Essa dependência da água é um ponto importante e, como visto, é muito influenciada pelo regime de chuvas, pela capacidade de armazenamento dos reservatórios e pela capacidade de intercâmbio de energia entre os subsistemas.

Com isso, segundo D'ARAUJO (2014a), essa capacidade de armazenar água acrescenta ao setor elétrico brasileiro, um fator inexistente nos demais sistemas elétricos do mundo que é o *link* intertemporal entre passado, presente e futuro. Esse *link* impõe ao SEB a necessidade de um operador monopolista e o descasamento da geração e comercialização da energia.

A questão central da operação do sistema refere-se ao uso da água. O ONS deve decidir a respeito de quanto e como utilizar a água armazenada nos reservatórios. Nesse sentido, o ONS, levando em conta uma visão futura, pode atender a demanda presente usando água ou não.

A figura 3 ilustra o diagrama das decisões do ONS. Se a demanda presente for atendida através do uso da água dos reservatórios e a hidrologia futura for favorável, a decisão foi acertada. Caso a hidrologia futura seja desfavorável, o sistema terá que incorrer em mais gastos com combustíveis fósseis para atender a demanda futura. Por outro lado, caso a opção do operador seja guardar a água no presente, terá que recorrer às térmicas para atender (podendo chegar ao ponto de não atender) a demanda presente. No entanto, se no futuro a hidrologia for desfavorável, essa opção adotada se mostrou correta. Porém, se a hidrologia futura for favorável, essa opção foi errada visto que os reservatórios não irão conseguir armazenar toda a água das chuvas e, assim, ocorrerá vertimento de água nos reservatórios. Assim, o operador deve buscar o equilíbrio entre o *trade-off* do benefício presente do uso da água e o benefício futuro do seu armazenamento.

Figura 3: Diagrama de Decisões do Operador Nacional do Sistema (ONS)



Fonte: D'Araujo (2009).

A decisão a ser tomada pelo ONS deixa claro que ele não pode decidir sua operação presente sem antes simular como essa operação se dará nos anos seguintes. Outro fato a ser notado é que, devido à grande variabilidade da hidrologia nos subsistemas, as decisões presentes podem não ser as mais adequadas e podem conter tentativas de corrigir uma decisão tomada no passado.

Para decidir a questão do uso ótimo dos reservatórios, calcula-se o custo marginal de operação (CMO) ou valor da água, que é o preço de mercado de curto prazo do sistema brasileiro. Para tal, levam-se em consideração alguns fatores condicionantes como: as condições hidrológicas, sazonalidade de cada região, previsões de demanda de energia, preço dos combustíveis, custo do déficit, novos projetos de geração de energia entre outros. Assim, através de modelos computacionais, calcula-se o rateio da oferta total de energia em dois grandes blocos, definindo o montante de geração hidráulica e térmica de cada submercado que irá equilibrar o benefício do uso presente da água com o benefício futuro de seu armazenamento.

É importante destacar a necessidade de um planejamento no setor elétrico. O CMO reflete a situação hidrológica no momento em que ele é calculado. Dessa forma, em um ano de hidrologia favorável, o CMO pode indicar que o sistema é capaz de atender a carga e assim mascarar a necessidade de uma expansão do sistema. Assim, para fins de planejamento, calcula-se um CMO médio simulando distintas situações hidrológicas e

compara-se com o custo marginal de expansão do sistema que reflete a viabilidade de novos projetos para o atendimento da carga. Logo, fica claro que o sistema deve ser operado até o ponto em que o seu CMO se iguale ao custo marginal de expansão, onde, a partir daí, novos projetos devem ser viabilizados.

Após a separação entre o bloco hidráulico e térmico, é feita a repartição entre as usinas de cada bloco. A repartição do bloco hidráulico é feita proporcionalmente à energia firme que cada usina acrescenta ao sistema. Segundo a EPE, a energia firme de uma usina hidrelétrica corresponde à máxima produção contínua de energia que pode ser obtida, supondo a ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada. Assim defini-se a energia assegurada de cada usina hidrelétrica.

Pode-se perceber até este momento que, para otimizar a geração de energia elétrica do sistema elétrico brasileiro, é extremamente necessário o despacho centralizado realizado pelo ONS. Outro fato muito importante é que a lógica operativa do sistema não depende da lógica comercial. Esse fato faz com que os agentes, principalmente os hidroelétricos, fiquem expostos e não cumpram seus contratos comerciais. Essa exposição involuntária dos agentes é valorada ao preço de liquidações das diferenças (PLD).

1.6 Mecanismo de realocação de energia

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) foi criado com o intuito de compartilhar entre todos os seus integrantes os riscos financeiros relativos à comercialização de energia elétrica. Participam do MRE todas as usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado do ONS.

As usinas hidrelétricas integrantes do SIN, tendo em vista a hidrologia, o armazenamento de água dos reservatórios, os preços das usinas térmicas e as restrições operacionais, são despachadas visando à minimização dos custos operacionais e o menor custo marginal de operação possível. Com isto, mesmo celebrando seus contratos de venda baseados em sua garantia física, os geradores não têm controle sobre o seu nível efetivo de produção de energia.

Desta forma, a quantidade despachada pelo ONS, para cada usina, pode não ser igual à energia assegurada dessa usina, impedindo-a de cumprir os seus contratos de venda. Porém, o MRE permite que, no processo de contabilização na Câmara de

Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), todas as usinas recebam o equivalente a toda sua energia assegurada, independente de sua produção real, desde que o montante gerado pelas usinas do MRE não seja menor que a energia assegurada do SIN.

Na prática, o MRE realoca a energia dos participantes do mecanismo, transferindo o montante dos que geraram além de sua energia assegurada para aqueles que geraram abaixo. Essa realocação é prioritariamente feita entre usinas do mesmo subsistema. Caso haja um excedente remanescente em um submercado, ele poderá ser disponibilizado às usinas pertencentes a outros submercados deficitários.

Se o total de energia produzida pelas usinas ultrapassar a soma de suas energias asseguradas, isto resultará um excedente de energia que recebe o nome de energia secundária. Essa energia secundária é proporcionalmente distribuída entre as usinas do MRE proporcionalmente as energias asseguradas dos geradores. Do mesmo modo que a alocação para cobrir a energia assegurada, também é prioritário a realocação da energia secundária dentro do submercado de origem.

1.7 Preço de Liquidações das Diferenças e Processo de liquidação das Diferenças

Como visto anteriormente, o custo marginal de operação (CMO) é a variável chave na operação do sistema elétrico brasileiro. Ele é calculado por modelos computacionais utilizados na operação do sistema, onde se define o despacho ótimo do período de operação, determinando o despacho hídrico e térmico para cada submercado resolvendo assim o dilema do uso da água estocada nos reservatórios do sistema.

É com base no CMO que se chega ao preço praticado no mercado de curto prazo, também conhecido como mercado *spot*, onde as transações ali realizadas são submetidas a pagamentos à vista e entrega no curto prazo. Esse preço recebe o nome de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e é calculado semanalmente pela CCEE, limitado por um valor mínimo e máximo regulamentados pela ANEEL. No ano de 2014 esses valores estavam em R\$ 15,62 e R\$ 822,83, respectivamente. Pelo fato de existirem limitações físicas de intercâmbio de energia elétrica entre as regiões do SIN, é calculado um PLD para cada submercado, que corresponde ao CMO de cada região. As restrições de intercâmbio internas ao submercado não são consideradas. Além disso, o PLD é calculado *ex ante*, ou seja, baseado em informações previstas antes da operação real do sistema, levando em conta os valores declarados de disponibilidade de geração e o consumo

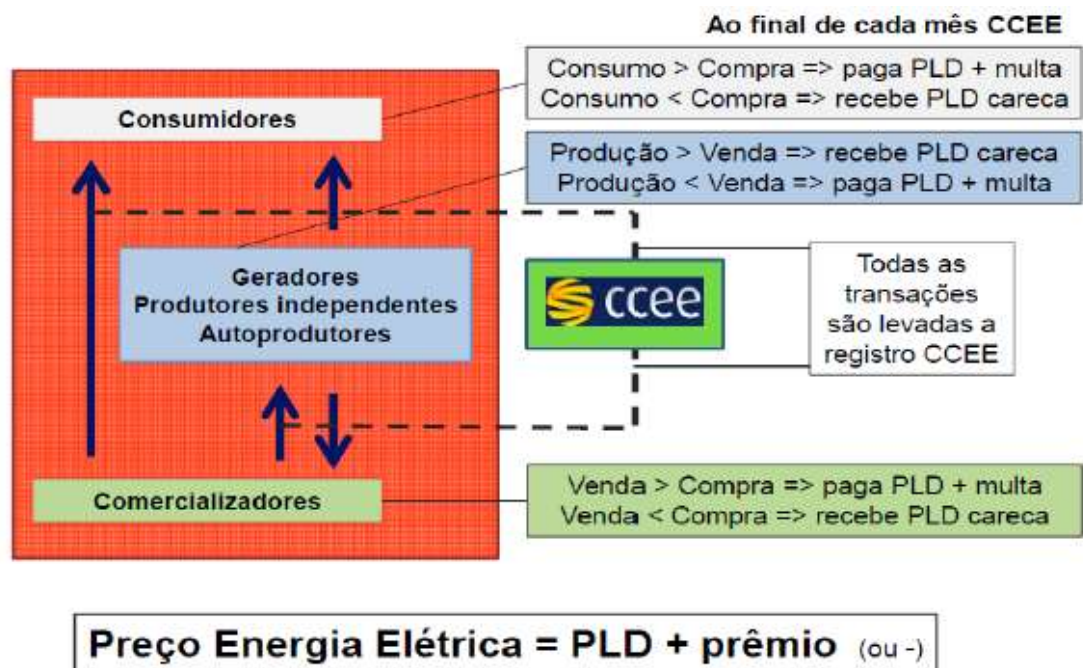
previsto de cada região, para três patamares distintos de carga (leve, média e pesada), e válido para a semana operativa seguinte. (CCEE).

O PLD exerce um papel fundamental para o funcionamento do sistema elétrico brasileiro. Ele é utilizado pela CCEE para, ao final de cada mês, liquidar as sobras e déficits dos agentes.

A CCEE é responsável pelo registro dos contratos de compra e venda de energia elétrica entre os agentes. Esses contratos são celebrados de acordo com as garantias físicas dos projetos, ou seja, essas garantias assumem um papel de lastro contratual. Após os registros dos contratos, a CCEE monitora os agentes a fim de zelar pelo bom funcionamento do mercado de energia. É feita regularmente a medição e a verificação do fluxo contratual e financeiro dos agentes.

No momento da contabilização do balanço energético e financeiro do SIN, podem ocorrer sobras ou déficits dos agentes. Em outras palavras, um agente gerador pode estar gerando energia elétrica em um valor abaixo ou acima do que foi celebrado no contrato. O mesmo raciocínio é válido para os agentes consumidores e comercializadores. Dessa forma, todos os geradores e consumidores ficam expostos a valoração de suas sobras ou déficits ao PLD corrente. A figura 4 esquematiza o processo de liquidação das diferenças. Além da compra de energia, em situação de déficit, os agentes também estão sujeitos ao pagamento de multas.

Figura 4: O Processo de Liquidação das Diferenças



Fonte: Casares (2013)

É importante ressaltar dois fatos que ocorrem no processo de liquidação das diferenças. Em primeiro lugar o balanço das sobras e déficits soma zero. Isto ocorre porque toda energia elétrica que é gerada é equivalente ao consumo mais as perdas. O segundo fato é que a valoração ao PLD é justificada pois reflete o CMO do momento em que a liquidação está sendo feita.

CAPÍTULO II – MUDANÇA ESTRUTURAL E A GERAÇÃO COMPLEMENTAR

Neste capítulo, será apresentado o problema estrutural da perda da capacidade de regularização dos reservatórios brasileiros. Posteriormente são discutidas alternativas de geração complementar ao parque hídrico brasileiro. Será visto também como se deu a expansão da matriz elétrica nacional orientada pelos leilões de energia. Por fim, com o reconhecimento da crise hidrológica iniciada em setembro de 2012 constata-se a intensidade do despacho térmico.

2.1 Perda da Capacidade de Regularização do Sistema

Com base no capítulo 1, é possível perceber que os reservatórios de acumulação exercem um papel fundamental na lógica operativa do SEB. Eles são responsáveis por guardar, no período de chuvas, a água que será turbinada no período seco do ano mantendo a geração de energia elétrica constante no decorrer do ano. Contudo, ao longo do tempo, tem-se notado que a capacidade de regularização dos reservatórios vem diminuindo. Um dos fatores determinantes para essa queda é a expansão hidráulica por meio de usinas a fio d'água, que possuem pequenos reservatórios capazes de armazenar água por apenas algumas horas ou dias.

Deve-se ressaltar que a opção de expansão hidráulica através de usinas a fio d'água em detrimento das usinas com grandes reservatórios ocorre basicamente por dois motivos ligados à localização do potencial hídrico remanescente. Como esse potencial se localiza na Região Norte, o primeiro motivo se refere à questão sócio-ambiental, que nos últimos anos vem ganhando mais importância. Por ser uma região com extensas áreas de preservação ambiental, muitas reservas indígenas e florestas, existe um conflito potencial entre o uso da terra, a preservação ambiental e o aproveitamento energético dos recursos hídricos. O segundo motivo está relacionado ao relevo dos rios a serem explorados. A topografia de planície desses rios faz com que eles não apresentem grandes diferenças de altura em sua extensão, dificultando assim o aproveitamento energético dos mesmos. Nesse sentido, CASTRO *et al.* (2012) acreditam que a construção de usinas hidrelétricas

na Região Amazônica deve ocorrer somente quando o benefício energético para o país superar seus impactos sócio-ambientais³.

Assim, a Região Norte terá usinas hidrelétricas com muita capacidade instalada, mas pouca capacidade de regularização, resultando em muita geração de energia elétrica no período úmido e pouca no período seco. Dois exemplos claros dessas hidrelétricas são as UHE de Tucuruí e de Belo Monte. A primeira, localizada na bacia do Tocantins, teve sua capacidade ampliada para 8.340 MW em 2010 e pode utilizar toda sua capacidade de geração no período de chuvas. Porém, no período seco do ano, a geração fica limitada a pouco mais de 2.000 MW médios. Já Belo Monte terá capacidade instalada de 11.233 MW, mas só vai conseguir gerar 4.571 MW médios (40%) ao ano. Esses números refletem a falta de reservatórios para regularizar a vazão nos rios em que essas UHE estão instaladas. Também é essa a situação dos rios Madeira, Tapajós e Teles Pires que representam o avanço da fronteira hidrelétrica da Amazônia. (CASTRO *et al.* 2010a)

Outra característica que é muito relevante no avanço da fronteira energética para a região norte é a grande variabilidade entre a ENA disponível no período úmido e no período seco. Como é possível ver na tabela abaixo, a região norte possui dois períodos muito bem desenhados. No período que vai de janeiro a maio, período úmido, a energia disponível é muito maior que no período seco do ano nessa região, que vai de junho a dezembro. Na média de longo termo é possível observar que o valor assumido pelo mês com a maior afluência, março, é quase dez vezes maior que o mês de menor valor, setembro. (Boletim de monitoramento do setor elétrico – Janeiro 2014)

TABELA 2 – Energia Natural Afluente (ENA) do Subsistema Norte

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
MLT	9.823	13.071	15.146	14.885	9.672	4.737	2.808	1.986	1.594	1.809	2.977	5.735

Fonte: Elaboração própria com dados do Boletim de monitoramento do setor elétrico

³ A exploração da região norte será totalmente diferente da que predominou nas bacias hidrográficas já exploradas. Dada as suas características, essas bacias proporcionaram grandes aproveitamentos hidráulicos equipados com reservatórios capazes armazenar muita energia em forma de água. De acordo com o CASTRO *et al.* (2010a), apenas 6 reservatórios (Emborcação, Nova Ponte e Itumbiara no Rio Paranaíba; Furnas no Rio Grande; Três Marias e Sobradinho no Rio São Francisco) eram responsáveis por 52% de toda a EAR do sistema interligado

Com a energia natural afluyente mais demarcada ao longo do ano seria necessária a construção de reservatórios para regularizar essa afluência. Com a impossibilidade de construir reservatórios na região, devido ao rigor dos órgãos ambientais e o relevo da região, a geração hidrelétrica vai se tornar cada vez mais sazonal. Em outras palavras, a geração hidrelétrica na região norte será muito alta no período úmido do ano, possibilitando grandes intercâmbios de energia, mas será muito reduzida no período seco, necessitando de fontes complementares para o atendimento da carga. Esse perfil altamente sazonal, segundo o próprio ONS, acarretará mudanças no perfil atual de operação do SIN.

Para ilustrar essa situação de sazonalidade da disponibilidade de energia afluyente das novas usinas hídricas a fio d'água e falta de reservatórios propícios para armazenar essa energia, os dados apresentados no Plano da Operação Energética 2013/1017 – PEN 2013, elaborado pela ONS, indicam que até 2017 a expansão hidráulica será da ordem de 17.837 MW (14 usinas) onde apenas 680 MW estão vinculados às usinas com reservatórios de acumulação (ONS,2013).

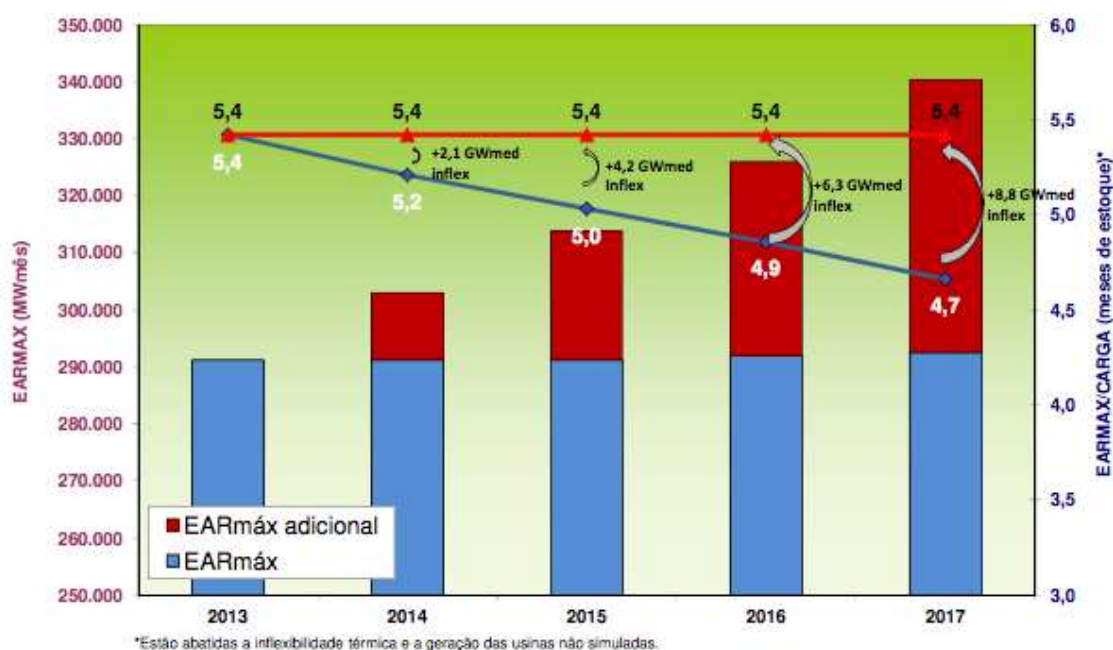
De acordo com este mesmo relatório, a capacidade de regularização do sistema interligado nacional no ano de 2002 foi de 6,5 meses. Já em 2013, essa capacidade caiu para 5,4 meses. Essa quantidade de meses de estoque de energia é chamada de grau de regularização do SIN – GR - e é calculado pela relação entre a energia armazenada máxima do SIN – EARmax - e a carga a ser atendida, abatida de gerações de térmicas inflexíveis, eólica e solar. Ou seja, se os reservatórios estivessem completamente cheios, eles teriam água suficiente para atender a toda a demanda do SIN por esses meses.

A figura 5, retirada do PEN – 2013, ilustra o declínio do GR no período 2013-2017 e a expansão que deveria ocorrer para que em 2017 se tenha o mesmo GR de 2013. Pode ser observado que em dezembro de 2013 a EARmax correspondia a 291.196 MWmês e que a previsão para dezembro de 2017 é de 292.498 MWmês ocorrendo um incremento de apenas 1.300 MWmed (820 MWmês em 2016 e 480 MWmês em 2017), que significa algo em torno de 0,4% no período. Para esse mesmo período, é previsto um aumento de 12.000 MWmed na carga do SIN, cerca de 20%. Assim, a trajetória observada da linha azul mostra que o GR passará de 5,4 meses de estoque em 2013 para 4,7 meses em 2017. Um fato relevante é que, segundo estudos de planejamento da expansão da EPE/MME, essa é uma tendência para os próximos 10 anos no momento em que o

aumento da carga não seja acompanhado pelo incremento de novas usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação e/ou por outras fontes complementares de geração inflexível. Além dessas formas, o GR poderia aumentar através da redução da carga a ser atendida.

Essa mesma figura mostra duas possibilidades para manter o GR constante em 5,4 meses durante todo o período. A primeira possibilidade seria através do incremento de geração inflexível ao longo do período. Seria necessário a instalação de 2,2 GWmed em 2014 a 8,8 GWmed, totalizando 21,4 GWmed até 2017. A segunda possibilidade considera que o GR seria mantido devido ao acréscimo de energia armazenável. A barra vermelha do gráfico indica que seria necessário acrescentar em 2014 11,8 GWmed (4% EARmax) chegando a 47,7 GWmed (16% EARmax) em 2017.

Figura 5: Grau de Regularização do SIN



Fonte: PEN 2013

Outra forma de manter o GR constante em 5,4 meses durante o período é através da expansão da capacidade instalada de fontes eólicas ou térmicas convencionais inflexíveis. Para isto, seria necessário, respectivamente, o incremento de 71,3 GW e 23,8 GW de potência adicional. Será visto com maior detalhe na próxima seção as alternativas de complementação da geração hidráulica.

De fato, existe a possibilidade de se manter estável o GR do SIN. Porém, quando se observa os dados do planejamento feito pelo governo, percebe-se que este não demonstra preocupação com a perda de regularização dos reservatórios. O PDE 2023 mostra que a capacidade instalada vai se expandir em 56% saindo de 125 GW em 2013 para 196 GW em 2023. A fonte hidráulica representa aproximadamente 50% dessa expansão enquanto que a capacidade de armazenamento dos reservatórios cresce apenas 2%. De todas as usinas a serem viabilizadas de 2019 a 2023, duas usinas localizadas na região norte (UHE São Luiz do Tapajós e UHE Jatobá), concentram mais de 70% da potência a ser instalada. Ainda na parte das renováveis, o documento informa uma grande expansão da fonte eólica que passa de 2,2 GW em 2013 para 22,4 GW em 2023 e da biomassa que passa de 9,9 GW para 14 GW. Na geração termelétrica ocorrerá uma expansão das usinas a gás natural (de 10,7 GW para 20 GW) enquanto que as térmicas a carvão, óleo e diesel não devem ser contratadas. Percebe-se assim, que o planejamento está balizado na viabilização de grandes usinas hidrelétricas a fio d'água na região amazônica e de usinas eólicas (intermitente).

Esses dados são muito importantes para o planejamento de operação feito pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e essa menor capacidade de regularização indica uma maior dependência do período de chuvas para encher os reservatórios e um maior esvaziamento dos reservatórios no final do período de seca. Dessa forma torna-se crescente a necessidade de fontes complementares e/ou mecanismos operativos visando à garantia de suprimento.

2.2 A Geração Complementar ao Parque Hidráulico

Deve ser destacado que as usinas térmicas flexíveis da matriz elétrica brasileira foram contratadas com o intuito de ser o *back up* do sistema. São usinas que cumprem um papel de reserva de energia e não de fonte regular de energia⁴. Com isso, essas usinas são economicamente viáveis apenas para serem despachadas esporadicamente. Quando existe a necessidade de despachá-las constantemente, como se fossem fonte regular, elas se tornam proibitivamente caras (CASTRO *et al.* 2010a).

⁴ O parque térmico do Brasil pode ser segregado em dois tipos de usinas: As usinas térmicas flexíveis, que são chamadas a operar apenas por razões elétricas ou quando o ONS indica que é necessário para manter baixo o risco de não atender a carga e as usinas térmicas inflexíveis, que por razões ou contratuais operam de forma contínua, ou com níveis mínimos de despacho.

Nota-se que o SEB passa por um momento de transição. Mesmo com um potencial hidrelétrico a ser explorado, a combinação de um parque hidráulico cada vez mais sazonal com um parque térmico que não possui vocação para operar na base compromete a segurança no atendimento a carga. Seria necessário que essas térmicas flexíveis deixassem de operar apenas como *back up* e passassem a operar de maneira constante na complementação do parque hidráulico no período seco do ano.

Tendo em vista que as usinas térmicas flexíveis do SEB não constituem uma boa opção de complementação ao parque hidráulico, tem-se a necessidade de responder a uma pergunta: Quais as fontes que devem ser priorizadas? Uma boa resposta para essa pergunta seria que é necessário contratar fontes que sejam intrinsecamente complementares a geração hidráulica e que ao mesmo tempo contribuam para a manutenção do caráter limpo e renovável da matriz elétrica brasileira. Dentre as fontes que cumprem esse papel, destacam-se a bioeletricidade sucroenergética e a energia eólica. Outra alternativa seria através de térmicas de geração eficiente, em particular, térmicas a gás natural. Essas três alternativas serão analisadas na sequência.

2.3 As Fontes de Geração com Sazonalidade Complementar

As usinas hidrelétricas que estão sendo construídas, assim como as que serão construídas na região norte, tornarão a geração hidráulica mais previsível. Segundo CASTRO *et al.* (2010a), essa previsibilidade advém de dois aspectos distintos. O primeiro, já descrito nesse trabalho, se refere ao fato de que a geração hidráulica vai se tornar cada vez mais sazonal. Pela inexistência de reservatórios, haverá muita água para ser turbinada no período das chuvas, mas não será possível armazenar água para, no período seco, atender a carga.

O segundo motivo é que a energia produzida na Região Norte será muito estável e previsível no período úmido. Isso porque, as usinas são desenhadas para operarem a plena capacidade durante muitos meses do ano. A energia turbinada será constante e poderá, até mesmo, ocorrer vertimentos durante o período chuvoso, vide que, economicamente, é mais vantajoso verter parte do volume de água no período úmido do que investir na instalação de mais turbinas e de um sistema de transmissão mais robusto visto que esses passarão boa parte do ano ociosos.

Nesse sentido os autores destacam que a bioeletricidade sucroenergética e a energia eólica são fontes sazonalmente complementares a fonte hídrica e de extrema

importância para o futuro do setor elétrico brasileiro. Com a contratação dessas fontes, a geração hidráulica ficará responsável pelo suprimento da demanda no período chuvoso e, durante o período seco, terá a complementação da geração sazonalmente complementar para atender a carga. Dessa forma a necessidade de regularização dos reservatórios será menor.

Em suma, a energia sazonalmente complementar vai alterar, de duas maneiras vantajosas, o funcionamento do sistema. Em primeiro lugar, por operar no período de baixas aflúências, contribuirá para suavizar o deplecionamento dos reservatórios. Em segundo lugar, ao possibilitar o atendimento a uma carga maior com uma menor variação na EAR ao longo do ano, a energia sazonal complementar tornará mais eficiente as térmicas flexíveis. Isso porque retardará o despacho das térmicas mais caras em um eventual ano de aflúência mais fraca.

2.3.1 A Bioeletricidade Sucroenergética

Analizando as alternativas para complementação do parque hidráulico brasileiro, a bioeletricidade sucroenergética se caracteriza como uma das mais competitivas. Dentre suas importantes qualificações estão a sua competitividade em termos de custo, complementariedade sazonal em relação ao regime de chuvas, maturidade da indústria sucroenergética, contribuição na redução dos gases do efeito estufa- GEE e a proximidade em relação ao centro de carga (CASTRO *et al.* 2010b).

A bioeletricidade é produzida utilizando a biomassa de subprodutos da cana-de-açúcar (bagaço e palha) que é utilizada para a produção de açúcar e etanol. Segundo SEABRA e MACEDO (2011) *apud* DANTAS (2013) é através de plantas Ciclo Rankine que a energia para auto-suprimento e comercialização é tradicionalmente gerada. Nesse ciclo, a energia mecânica é gerada a partir do vapor resultante da queima do bagaço e da palha. Ainda segundo DANTAS (2013) a opção por plantas de cogeração, com caldeiras de alta pressão e com turbinas de condensação e extração tornam mais eficiente e flexível a geração de energia elétrica de uma planta baseada no Ciclo Rankine .

O mesmo autor atenta para o fato de que existe uma grande variabilidade no potencial de geração de bioeletricidade em plantas de cogeração que operam com turbinas de condensação e extração. Porém, considerando uma planta de cogeração baseada em

turbinas de condensação e extração de alta tecnologia⁵, onde, por hipótese consistente a realidade do setor, aproximadamente todo o bagaço disponível será usado para a geração de energia, uma tonelada de cana-de-açúcar é capaz de gerar 86 kWh de energia excedente. Além do bagaço, que já se encontra na usina após a extração do caldo da cana nas moendas, se considerar a utilização de 20% da palha esse valor sobe para 115 kWh, e, considerando 50% da palha esse valor alcança 155 kWh de energia excedente.

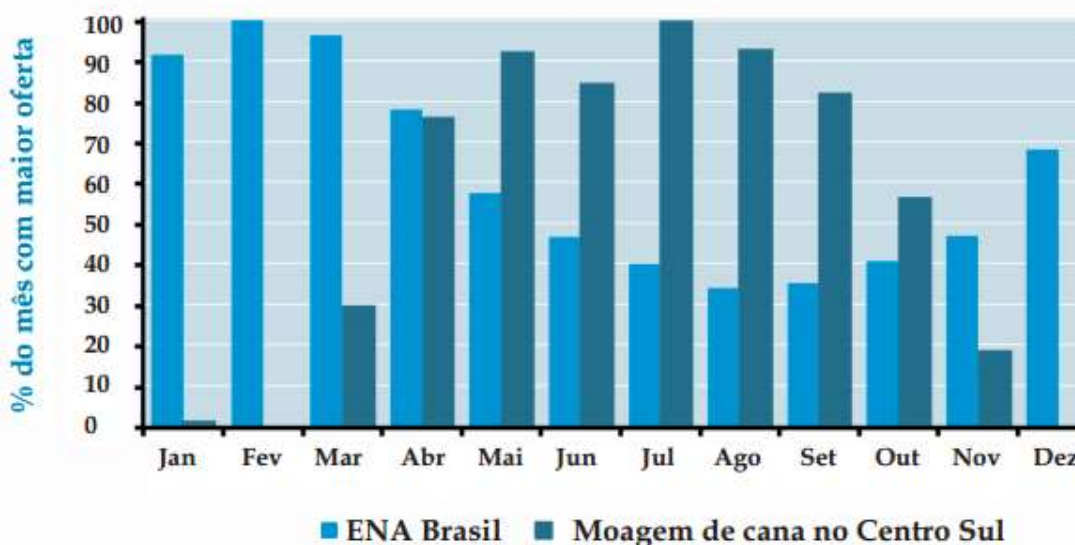
Em relação à disponibilidade de biomassa para a operação das usinas, o Brasil possui uma grande disponibilidade. A safra de 2013/2014 registrou a produção de 546 milhões de toneladas, das quais apenas o estado de São Paulo foi responsável por 61% desse total (UNICA data). Entretanto, como alertam CASTRO *et al.* (2011), “ainda existe um hiato entre o potencial energético da cana e a energia que vem sendo de fato utilizada”. Segundo os autores, historicamente, o bagaço é utilizado apenas para suprir a necessidade energética do processo de geração do etanol e do açúcar, enquanto que a palha, para facilitar a colheita manual da cana-de-açúcar, era queimada.

A maior vantagem da bioeletricidade está relacionada com o período da safra no setor sucroalcooleiro que ocorre no período de abril a novembro. Esse período coincide com o período de baixas aflúências no regime hidrológico brasileiro. Assim, a complementariedade entre a bioeletricidade e o parque hidráulico é de extrema importância para o SEB.

A figura abaixo deixa clara a complementariedade entre as fontes. Nota-se que é justamente nos meses em que a ENA é menor que a moagem de cana no centro sul tem maior produção. Outro fato que torna essa complementariedade mais importante é que 70% da capacidade dos reservatórios nacionais se encontram na região sudeste/centro oeste e, de acordo com o ONS, é feita uma economia de 4% nesses reservatórios a cada 1.000 MW médios de bioeletricidade no período seco.

⁵ “o ciclo de condensação e extração de alta tecnologia é aquele que adota caldeiras de alta pressão com câmara de combustão queimando a biomassa em suspensão; turbinas eficientes; além de uma série de trocadores de calor, entre os quais, aquecedores, superaquecedores e reaquadadores. Em paralelo, são adotadas medidas para a redução do consumo de vapor de processo, destacando-se a substituição de alguns acionamentos mecânicos por acionamentos elétricos” (CORRÊA NETO e RAMON (2002) *apud* DANTAS (2013)). Os parâmetros adotados por DANTAS, 2013 *apud* DEDINE (2010) são: Caldeiras de 100 bar e 530°C, Extração por moendas, vapor de processo a 2,5 bar e consumo específico de vapor de 400Kgv por tonelada de cana.

Figura 6: Safra de Cana versus Energia Natural Afluente (ENA)



Fonte: CASTRO et al. (2010b)

Quanto ao potencial de mercado estimado da bioeletricidade para a rede elétrica, a UNICA estima que na safra de 2020/2021 o Brasil tenha a capacidade de produzir 13.158 MW. SZWARC (2010) *apud* DANTAS (2013) afirma que essa estimativa está baseada na perspectiva de processamento de 1.038 milhões de toneladas de cana na safra 2020/2021.

Outra característica muito importante da bioeletricidade é o fato de ser uma fonte de geração distribuída, ou seja, o cultivo da cana está muito próximo ao centro de carga. Aproximadamente 91% da moagem de cana-de-açúcar da safra 2013/2014 ocorreu na região centro-sul (UNICA data). Esta proximidade evita a necessidade de expansão da rede de transmissão, evitando gastos com investimento e perdas de energia no transporte.

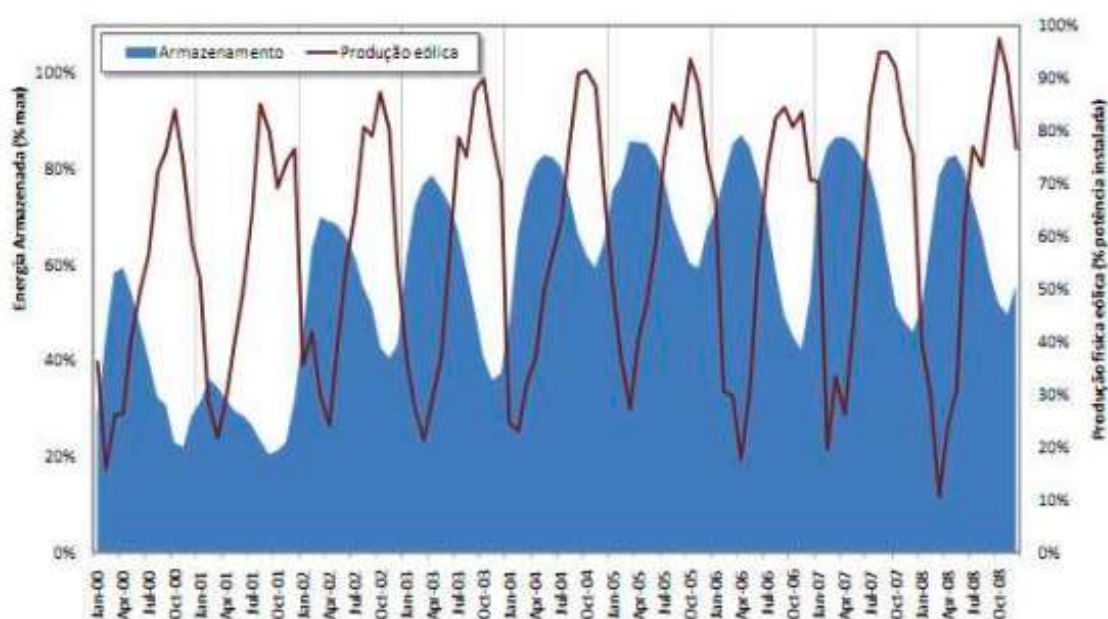
Existe também um benefício ambiental na geração de bioeletricidade. Por ser uma fonte limpa, contribuiria para manter o caráter limpo e renovável da matriz elétrica brasileira. Porém, como destacam CASTRO e DANTAS (2008), a bioeletricidade não possui a mesma rentabilidade das atividades principais do setor sucroalcooleiro (açúcar e etanol), assim, é necessário que o estado promova políticas públicas e instrumentos capazes de desenvolver e incentivar a bioeletricidade sucroenergética.

2.3.2 Energia Eólica

Outra fonte sazonalmente complementar ao parque hídrico e que nos últimos anos tem se destacado nos leilões é a energia eólica. Esta fonte de energia é caracterizada pelo aproveitamento energético dos ventos. Segundo SIMÕES (2010), com o desenvolvimento tecnológico já existem turbinas utilizáveis a mais de 100 metros de altura, e nesse patamar, estima-se que o potencial eólico brasileiro possa ultrapassar 300 GW. Quanto à localização, os ventos são bastante concentrados na região nordeste, apesar de existirem aproveitamentos significativos em outras regiões como Sudeste e Sul.

Assim como na bioeletricidade sucroenergética, a principal característica do potencial de geração de energia eólica se refere a sua complementaridade em relação à geração hidrelétrica, principalmente nas regiões Nordeste e Sul. Como é possível observar no gráfico abaixo, é no período em que o a EAR é menor que a produção eólica apresenta seu maior valor. Ou seja, é no período de menores afluências que a geração eólica é mais propícia.

Figura 7: Energia Armazenada das Hidrelétricas e a Produção Eólica



Fonte: Simão (2010)

Além da complementaridade, a energia eólica possui outras vantagens. A diversificação da matriz é uma delas. Como não existe correlação entre as afluências e os ventos, caso parte da geração seja via energia eólica, o impacto de um ano de hidrologia

desfavorável será reduzido. Outra vantagem está relacionada aos impactos ambientais. Por ser uma energia limpa e renovável, reduz a emissão dos GEE.

Em termos estatísticos, segundo a GWEC (*Global Wind Energy Council*), em 2013 o Brasil era o décimo terceiro colocado no ranking mundial de capacidade instalada com 3,4 GW. Em 2012 o país se encontrava em décimo quinto lugar com 2,5 GW. Segundo o PDE-2013 a capacidade instalada das usinas eólicas alcançará 22,4 GW sendo responsável por 11,5% da matriz elétrica nacional em 2023.

A grande desvantagem dessa fonte de energia está relacionada com a sua despachabilidade. Como destacam HALLACK e VAZQUEZ (2013), “A principal característica da geração eólica do ponto de vista operacional do sistema é a incapacidade de gerenciar a produção: as máquinas produzem quando há vento e os agentes são incapazes de influir nesta dinâmica”. Nesse sentido, o ONS não pode despachar esta fonte segundo a sua vontade.

Os autores ainda atentam para o fato de que a energia eólica necessita de um *back up* devido a sua intermitência. Dessa forma, se faz necessário que exista no SEB geradores que possam baixar sua produção quando a geração eólica aumente rapidamente. De maneira análoga, devem existir geradores que aumentem sua produção em uma eventual queda da geração eólica. No caso da inexistência desses geradores o sistema torna-se instável e passível de quedas. No caso brasileiro, devido à necessidade de *back up* das hidrelétricas, o sistema já possui parte dessa capacidade de reserva requerida pela geração eólica.

Outra desvantagem está relacionada com a localização dos parques eólicos. Como eles se localizam distantes dos centros de carga, existe necessidade de investimentos no sistema de reforços da rede. Essa condicionante deve estar presente na avaliação da viabilidade desta fonte (CASTRO *et al.* 2010b).

2.3.3 Geração Térmica Complementar: Gás Natural

Outra alternativa viável para a complementação do parque hidráulico são as usinas termelétricas a gás natural. Como destacam CASTRO *et al.* (2010b) as usinas térmicas a gás natural podem atuar de duas maneiras: Na base, onde elas atuam de forma contínua, ou na ponta, onde as termelétricas ciclo aberto movidas a gás natural exercem bem esta função. A controlabilidade das termelétricas a gás natural torna imperativa a contratação.

Em relação à oferta de gás natural, segundo ALMEIDA (2014) as perspectivas para os próximos anos não são muito reconfortantes e o cenário de oferta doméstica, pelo menos até 2020, será desfavorável. De acordo com COLOMER (2013), a falta de linearidade nas políticas públicas e de um planejamento de longo prazo são características marcantes do desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil.

Os estímulos governamentais, na década de 2000, para a maior inserção do gás natural na matriz energética brasileira não foram acompanhados pelo aumento da oferta nacional de gás. Dessa forma, em 2012, cerca 40% da demanda pelo energético era suprida via importação. Essa elevada dependência externa resultou em um déficit recorde de 6,96 bilhões de dólares na balança comercial de gás natural em 2013 (ALMEIDA 2014).

Com os reajustes dos preços do gás importado, além do aprofundamento do déficit comercial, ocorre uma elevação dos custos para a indústria e para o setor elétrico. O preço do gás importado da Bolívia passou de US\$ 4,53/MMbtu (milhões de unidades térmicas britânicas) em 2006 para 10,02 US\$/MMbtu em 2013. Já o preço do GNL importado, nesse mesmo ano, foi negociado a um preço médio de 12,85 US\$/MMbtu (ALMEIDA 2014, COLOMER 2013).

No que se refere à oferta nacional, a produção do gás natural associado oriundo do pré-sal será a mínima e necessária para otimizar a produção de petróleo nos campos do pré-sal. De acordo com COLOMER (2013) essa estratégia é resultado da necessidade de expansão da infraestrutura de escoamento que, dada a distância da costa e a profundidade dos poços, eleva os custos dos projetos de gasodutos.

A principal desvantagem da utilização do gás natural no setor elétrico está relacionada ao caráter aleatório do despacho centralizado feito pelo ONS e a regulação do atual modelo de contratação das usinas a gás natural. O despacho efetuado pelo ONS visa atender a demanda de modo a minimizar os custos de operação. Dada a predominância hidrelétrica da matriz elétrica brasileira, na maior parte do tempo é possível economizar combustível e atender a carga através da água contida nos reservatórios das hidrelétricas. Assim, o despacho das termelétricas tem frequência relativamente baixa e errática, alternando entre anos de uso contínuo e anos de muita ociosidade. Porém, na regulação da contratação do gerador termelétrico, é exigido que o gerador possua contratos de fornecimento de gás natural necessários para operar na base.

Isso significa que os produtores de gás natural devam reservar infraestrutura para o despacho de todo o parque termelétrico simultaneamente. Com isso, transfere-se toda a incerteza para o setor de gás natural. (ALMEIDA e LOSEKANN 2014; VEIGA *et al.* 2012)

O setor de gás natural é muito capital intensivo e para seu melhor planejamento de investimentos, visto que a capacidade de estocagem é muito remota, seriam necessários contratos com volumes de suprimento previsíveis. Da mesma forma, seria interessante para o ONS que o setor de gás sinalizasse para o setor elétrico, com um horizonte longo o suficiente, as condições do preço do gás para a geração elétrica. Daí, como sugerem HALLACK e VAZQUEZ (2014), seria importante desenhar um mecanismo que permita a coordenação entre o setor de gás e o setor elétrico.

CASTRO *et al.* (2010a) corroboram que, pelo fato da cadeia de valor do setor de combustíveis ser incompatível com o padrão de consumo das térmicas 100% flexíveis, existe a necessidade de otimização conjunta dos dois setores. Essa integração poderia resultar na obtenção de bons contratos de fornecimentos de combustíveis (quantidade, prazo e preço) para os projetos termelétricos.

Os autores destacam que, como o GR do sistema está reduzindo e a necessidade de geração sazonalmente complementar está aumentando, é muito interessante para o SEB a contratação de empreendimentos térmicos flexíveis, em especial os com custos variáveis baixos. Sendo assim, eles propõem duas alternativas de cláusulas a serem inseridas nos contratos com o objetivo de novas térmicas. A primeira, no intuito de dar maior previsibilidade no consumo de combustíveis, seria especificar nos leilões de energia nova que, durante o período seco, a contratação de geração térmica tenha requisito de geração inflexível mínima. Essa proposta reduziria a incerteza relativa ao consumo de combustíveis e, ao mesmo tempo, preservaria a flexibilidade do despacho no SIN e promoveria a competição entre projetos de fontes distintas.

Já a segunda, na intenção de diminuir o impacto da incerteza do despacho sobre a cadeia de valor dos combustíveis, seria desenhar um modelo contratual onde os contratos sejam semelhantes aos contratos por disponibilidade ou que mantenham o despacho totalmente flexível, mas garantam uma compra mínima de combustível independente do nível de despacho. Os contratos por disponibilidade garantiriam a remuneração dos investimentos e os custos fixos com logística sem depender do despacho. Porém, o

problema é que setores como gás e óleo, por exemplo, tradicionalmente comercializam por volume e não por disponibilidade. Já a compra mínima de combustíveis transferiria para o setor elétrico parte das incertezas relacionadas ao consumo de combustíveis. O problema desta proposta é que impõe ao setor elétrico assumir uma atividade muito estranha a sua cultura, tornado difícil a sua implementação.

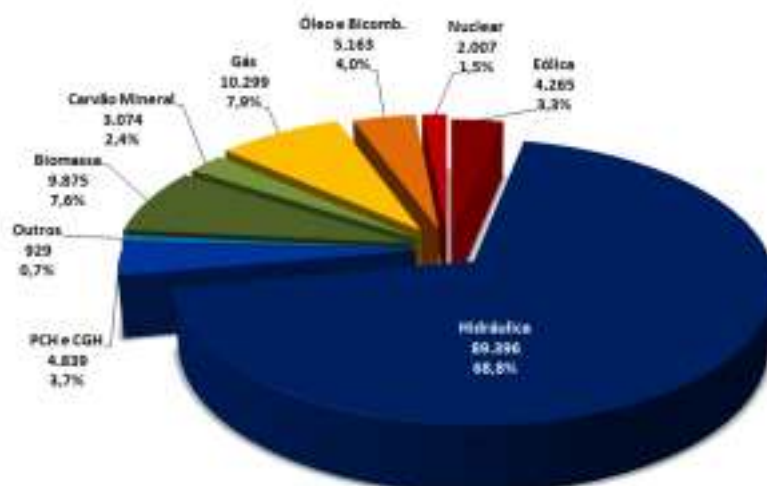
Dadas as possibilidades do gás natural, ROMEIRO (2014) conclui que “o gás natural se apresenta como o energético mais promissor para fazer frente à expansão do despacho térmico na base da geração, pois além de ser mais eficiente e menos poluente do que os demais combustíveis fósseis, certamente implicará em custo de geração inferior ao custo médio do atual parque térmico.”

2.4 Matriz Elétrica Brasileira e Sua Rota de Expansão

A subseção anterior mostrou quais as fontes de geração que devem ser priorizadas na expansão da matriz elétrica nacional. Nesta subseção será examinado qual é a participação de cada fonte e como os leilões de energia contribuíram na composição dessa matriz.

A configuração da capacidade instalada das usinas geradoras em operação comercial do SIN, em outubro de 2014, é apresentada na figura abaixo. A fonte hidráulica representa mais de 72% do total de 130 GW. A capacidade das termelétricas já contribui com mais de 23% do total. Dentre as termelétricas, a fonte mais importante é o gás natural que contribui com quase 8% da potência instalada no SIN. Em seguida está a participação da biomassa com 7,6%, óleo e Diesel com 4% e nuclear com 1,5%. A fonte eólica representa um pouco mais de 3% com uma capacidade instalada de 4.265 MW.

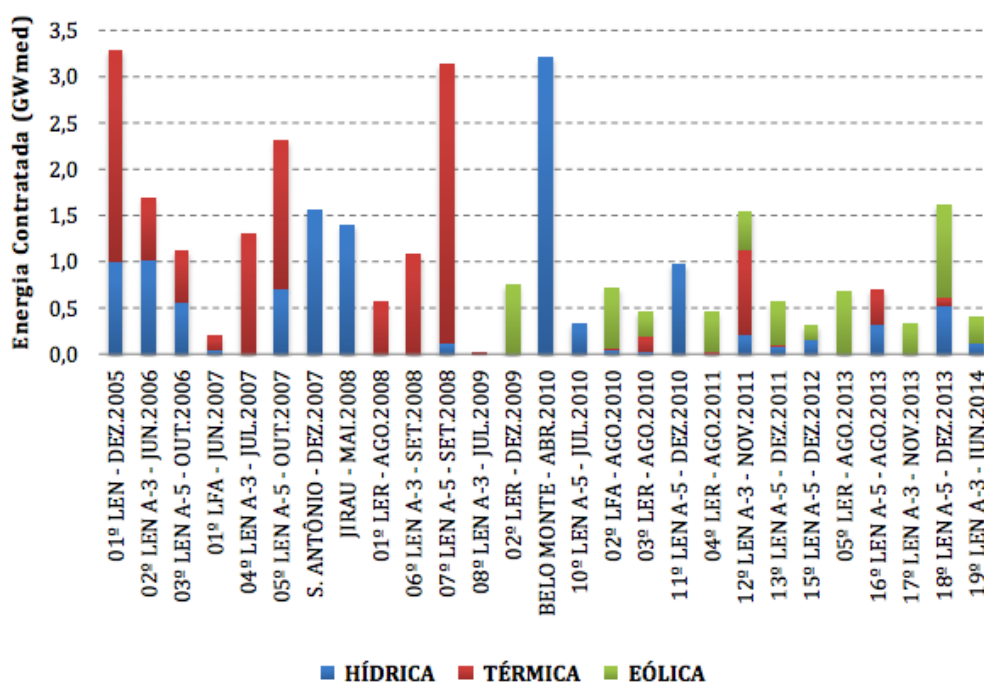
Figura 8: Capacidade Instalada Total do SIN em Outubro de 2014



Fonte: Boletim de Operação das Usinas outubro de 2014

A composição do parque gerador descrita acima foi bastante afetada pelos diversos leilões de energia nova que ocorreram a partir de 2005. Porém, a predominância hidráulica permaneceu. A figura abaixo apresenta o que foi contratado em termo de energia, discriminado entre fontes hídrica, térmica e eólica, nos leilões já realizados; Leilão de energia nova- LEN, leilão de fontes alternativas- LFA, leilão de projeto estruturante (Santo Antonio, Jirau e Belo Monte) e leilão de energia de reserva-LER.

Figura 9: Leilões de Energia Nova Realizados Desde 2005



Fonte: Romeiro (2014)

Pode-se observar facilmente que, nos leilões representados pela figura, predominou a contratação das fontes térmica e hidráulica até o ano de 2010. Após esse ano, a fonte eólica foi a tecnologia mais contratada nos leilões totalizando 5,3 GWmédios contratados. Os leilões de projetos estruturantes (Santo Antônio com 1,5 GWmédios, Jirau com 1,3 GWmédios e Belo Monte com 3,2 GWmédios) e os dois leilões A-5 de 2010 foram restritos à fonte hidráulica. Esses leilões tornaram a participação hidráulica (12,4 GWmédios) quase igual à participação térmica contratada (12,8 GWmédios).

O parque térmico contratado nesses leilões merece ser melhor analisado. Os 12,8 GWmédios contratados estão distribuídos da seguinte maneira: A maior parte, 5,3 Gwmédios, são de usinas térmicas movidas a óleo e Diesel, em seguida, com 3,8 Gwmédios estão as térmicas à gás natural e por fim carvão e biomassa, com 1,7 Gwmédios cada. O fato relevante na contratação dessas térmicas é que elas, em sua grande maioria, são térmicas flexíveis e portanto complementares ao despacho predominantemente hídrico do ONS.

A contratação desse tipo de termelétrica é normalmente vantajosa em um contexto onde estas usinas sejam despachadas esporadicamente e consistam em uma reserva de energia pois, nesse modelo de contratação, os gastos com combustíveis fósseis

ficam restritos ao período em que é necessário o despacho dessas térmicas para garantir a segurança no abastecimento (CASTRO *et al.* 2010a).

Os leilões A-3 e A-5 de 2007 e 2008 são muito emblemáticos no que se refere à contratação dessas usinas térmicas flexíveis. Apenas nesses leilões, foram negociados 4,4 GW médios num total de 39 usinas térmicas flexíveis movidas à Óleo e Diesel. Isso representa mais de 56% do total de 7,8 GW médios contratados em todos os leilões. Apenas no leilão A-3, onde contratou-se exclusivamente usinas térmicas movidas a esse tipo de combustível, foram contratados 1304 MW med em um total de 12 usinas. Também foram contratados 1,3 GW médios de usinas a gás natural onde grande parte delas também se caracteriza por serem térmicas flexíveis (CCEE, 2014).

Em relação aos preços médios das fontes, a fonte hídrica apresentou o menor preço médio sendo comercializada a R\$ 127/MWh. Em seguida ficou a fonte eólica com R\$140/MWh e as fontes térmicas com R\$ 184/MWh. Desmembrando as fontes térmicas, as usinas a biomassa apresentam o menor preço médio com R\$ 138/MWh, seguidas do gás natural (R\$ 179/MWh), do carvão (R\$ 192/MWh) e do Óleo e Diesel (R\$ 198/MWh). Esses preços foram ponderados pela energia contratada e atualizados para julho de 2014 pelo IPCA (ROMEIRO, 2014).

Dessa forma, é possível concluir que a expansão do parque gerador brasileiro foi orientada pelo paradigma operativo discutido no capítulo 1. Foi privilegiada a contratação de hidrelétricas, térmicas flexíveis e fontes complementares ao despacho hídrico a fim de otimizar a gestão dos reservatórios minimizando as possibilidades de vertimento e os gastos com combustíveis.

Porém, a perda da capacidade de regularização dos reservatórios, descrita no início deste capítulo, deixa em evidencia a mudança do paradigma operativo do SEB. Cada vez mais o sistema terá a necessidade de fontes complementares à geração hídrica para o atendimento a carga. Essa mudança tornou a contratação das usinas térmicas, principalmente em 2007 e 2008, incompatíveis com a necessidade do sistema visto que elas são preponderantemente flexíveis, caras e poluentes.

2.5 Crise Hídrica e o Despacho Térmico

O direcionamento do parque térmico para a base da geração ficou mais evidente a partir de setembro de 2012 quando teve início a crise hidrológica. A queda acentuada no nível dos reservatórios provocou um aumento expressivo do despacho térmico, onde praticamente todo o parque termelétrico está sendo despachado de forma contínua.

O ano de 2012 representa muito bem a queda do nível dos reservatórios. Analisando através de dados do ONS, na região SE/CO, que representa 70% de toda a capacidade dos reservatórios, foi registrado 80% de armazenamento em fevereiro. Já em dezembro deste mesmo ano, o nível havia caído para apenas 28% de armazenamento. Cabe ressaltar que este valor é inferior ao constatado no mesmo período em 2001, ano em que ocorreu o racionamento de energia elétrica (ONS).

Ainda sobre o nível de armazenamento dos reservatórios da região SE/CO, considerando o mês de novembro, temos que o nível de armazenamento em 2011 (58,7%) era mais que 3,5 vezes o nível declarado pelo ONS em 2014 (16%). Em 2001 o nível se encontrava em 23%.

Uma parte do deplecionamento exagerado no nível dos reservatórios é explicada pelas hidrologias desfavoráveis. A crise hidrológica dificultou a recuperação do nível dos reservatórios entre novembro e março, período chuvoso do ano. A energia natural afluyente medida entre os meses de novembro de 2012 e março de 2013, na região Sudeste, foi de 83% da média de longo termo. No período úmido seguinte a situação foi ainda pior. Foi registrado apenas 66% da média histórica.

Comparando os valores apresentados acima com os dois períodos chuvosos que os antecederam, percebe-se o impacto da crise hidrológica na queda do nível dos reservatórios. De novembro de 2010 a março de 2011, a ENA na região sudeste ficou em 118% da média histórica enquanto que de novembro de 2011 a março de 2012 contabilizou 97%.

Com o deplecionamento cada vez mais acentuado dos reservatórios a partir de 2012, iniciou-se uma elevação no patamar da geração térmica. Segundo ROMEIRO (2014), do ano 2000 até setembro de 2012, a geração térmica era responsável por atender, em média, 9% da carga. A partir de setembro de 2012, ocorreu um salto na participação térmica na geração de energia elétrica chegando a quase 29% em outubro de 2014. Nesse mesmo mês em 2011, as termelétricas foram responsáveis por apenas 11% da geração total.

É importante qualificar a geração termelétrica que vem ocorrendo a partir do final de 2012 para saber o que está sendo despachado. Tomando como referência outubro de 2014, foram despachados 18.423 MW médios onde 40% desse total utilizava como combustível o gás natural. Logo depois apareciam as usinas a biomassa com 19,4% e a óleo e bi combustíveis- óleo e gás, com 19% (3.498 MW med, mais de 10 vezes o que foi despachado em outubro de 2011) seguidas por usinas nucleares e a carvão com, respectivamente, 10,3% e 9% (CCEE, 2014a).

CAPÍTULO III - A CONTRATAÇÃO DE FONTES TERMELÉTRICAS POR DISPONIBILIDADE

No capítulo 2 foi constatado que a expansão da matriz elétrica brasileira através dos leilões de energia se mostrou compatível com o paradigma operativo do sistema elétrico brasileiro apresentado no capítulo 1. Porém, a perda de capacidade de regularização dos reservatórios associada à crise hidrológica, iniciada em setembro de 2012, está direcionando para a base as usinas termelétricas que não tem vocação e nem foram contratadas para isso.

O presente capítulo busca analisar o método comparativo utilizado na escolha entre as diversas tecnologias concorrentes nos leilões. Será analisada a influência fundamental que os custos e riscos dos projetos e a expectativa do valor futuro da energia tem na seleção das tecnologias.

Em suma, o capítulo 3 apresentará ao leitor o Índice de Custo e Benefício (ICB) e toda energia contratada por disponibilidade, em sua maioria térmicas flexíveis com alto custo variável, quando o ICB foi utilizado como método comparativo e a energia contratada nos leilões de energia de reserva.

3.1 O método do ICB

A venda de energia elétrica nos leilões de energia é realizada através dos contratos de comercialização de energia em ambiente regulado (CCEAR). São contratos de longo prazo, normalmente 15 anos para usinas termelétricas e 30 anos para usinas hidrelétricas, celebrados entre o *Pool* comprador, composto pelas distribuidoras, e cada um dos projetos vencedores no leilão. Esses contratos norteiam a remuneração dos empreendimentos, logo, constituem um elemento fundamental na seleção dos projetos.

Existem duas modalidades nesse tipo de contrato, os de quantidade e os de disponibilidade. No primeiro caso, normalmente utilizado na contratação de usinas hidrelétricas, é previsto, por parte do gerador, a entrega de uma quantidade fixa de energia (MWh) a um preço definido no certame e indexado ao IPCA. Os geradores também assumem os riscos hidrológicos da operação energética. Já os contratos por disponibilidade são semelhantes a um “aluguel”, onde os geradores são pagos pela sua garantia física e não pela sua geração efetiva. Nesses contratos a alocação dos riscos é bem definida. O risco hidrológico e o risco de preço dos combustíveis são assumidos

pelas distribuidoras, com a garantia de repasse aos seus consumidores cativos na data do reajuste tarifário anual, enquanto que o gerador assume o risco de atraso na entrada em operação do projeto e da disponibilidade dos equipamentos.

Dada a predominância hidrelétrica no despacho centralizado do SIN, a incerteza em relação ao despacho termelétrico e a liquidação no mercado de curto prazo motivou a contratação por disponibilidade das usinas termelétricas. Nessa modalidade, os agentes geradores não são pagos pela quantidade de energia efetivamente gerada, mas sim pela garantia física que a EPE atribuiu à usina. Essa GF representa o máximo de energia que o gerador está autorizado a comercializar nos leilões de energia, também chamada de lastro comercial.

O critério utilizado para a operacionalização dos leilões onde serão celebrados os contratos por disponibilidade é o Índice de Custo e Benefício (ICB). A seleção dos projetos segue uma ordem crescente do ICB até o momento em que o somatório das ofertas seja igual à demanda total do *Pool* comprador.

A fórmula abaixo expressa o ICB:

$$ICB = \frac{(Custos\ Fixos + COP + CEC)}{GF}$$

O ICB (R\$/MWh) é definido como a razão entre o custo total do empreendimento, do ponto de vista do *pool* comprador, e o benefício energético agregado ao SIN, ou seja, a garantia física do projeto. O custo total representa a soma dos custos fixos, a esperança dos custos de operação (COP) e a esperança dos custos econômicos de curto prazo (CEC). Já o benefício energético se refere à garantia física da planta a ser incluída no sistema (EPE, 2011).

A parcela do ICB denominada custos fixos representa a receita requerida pelo empreendedor em contrapartida a energia firme que este acrescentará ao sistema. Estão incluídos nessa receita todos os custos referentes à construção da planta, incluindo custos socioambientais, os juros durante a construção e a remuneração do capital, mais o total de custos fixos relativos à operação e manutenção (O&M) da usina. Dentre esses custos de O&M estão o gasto de combustíveis associados à inflexibilidade operativa declarada pelo empreendedor, o custo de conexão a rede básica, as respectivas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD) entre outros encargos.

Como destacam MARTINS (2008) e ROMEIRO (2014), toda a remuneração do investidor é oriunda da sua receita requerida, determinada antes da ocorrência do leilão. De início, pode-se pensar que quanto mais alta for a receita requerida, melhor para o empreendedor. Porém, ao requerer uma receita mais elevada, maior será o ICB deste projeto e, conseqüentemente, menos competitivo ele será.

A única parcela do custo total que não depende da ordem de despacho do ONS é a dos custos fixos. As parcelas COP e CEC são definidas em função de quanta energia a termelétrica vai gerar ao longo de sua vida útil, ou seja, são funções da expectativa futura dos CMO do sistema.

A parcela COP representa a esperança do custo de operação relativo à geração de energia que excede a inflexibilidade declarada pelo empreendedor. É função do custo de operação variável declarado pelo empreendedor e do montante de energia que foi efetivamente gerado pela usina que, por sua vez, depende dos CMOs futuros observados no SIN. Assim, o valor esperado da variável aleatória “custo de operação” é calculado a partir de uma amostra de CMOs divulgados pela EPE.

Essa amostra de CMOs futuros é resultado de uma simulação feita pelo modelo NEWAVE, da operação mensal do SIN em um período de 5 anos. Essa simulação recebe como *input* 2.000 cenários hidrológicos distintos e retorna como *output* uma série de 2.000 valores de CMO para cada mês ao longo desse período de 60 meses.

A parcela relativa ao valor esperado do custo econômico de curto prazo (CEC) é função das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua garantia física, que são valoradas ao PLD. Nesse sentido, o termo CEC é função do nível de despacho da usina e dos preços do mercado *spot*.

Resumidamente, o *pool* comprador possui diversos contratos por disponibilidade com diversas termelétricas com CVU distintos. Quando o CVU de uma usina é mais elevado que o CMO do sistema, a lógica do sistema diz que é preferível que a distribuidora compre no mercado de curto prazo a energia que essa usina deveria produzir do que a usina gere essa energia. Em outras palavras, como o consumo das distribuidoras está lastreado em contratos por disponibilidade com alguns geradores térmicos, mesmo que estes não gerem energia, ela está sendo consumida e por isso deve ser comprada pelas

distribuidoras no mercado a vista. Na situação contrária, quando o CVU da usina é inferior ao CMO, é mais barato gerar a energia do que comprá-la no mercado a vista.

Como observou MARTINS (2008), o parâmetro CEC pode assumir valores negativos já que a capacidade de geração máxima da usina pode ser superior a garantia física da mesma. CASTRO *et al.* (2010c) destacam que as usinas com CVU baixos normalmente possuem garantia física igual a sua disponibilidade. Por outro lado, as termelétricas com CVU mais elevados possuem garantia física inferior à disponibilidade⁶. Essas usinas geram receitas sempre que despachadas, visto que, produzem energia correspondente a sua potência enquanto que apenas a parte referente à garantia física está lastreada em contratos com as distribuidoras. Como a legislação vigente impede que a energia excedente seja comercializada em contratos de longo prazo ou utilizada para lastrear consumo, esta energia é encaminhada ao mercado de curto prazo e valorada ao PLD presente. Pelos contratos por disponibilidade, a receita oriunda dessa operação é repartida entre as distribuidoras proporcionalmente à garantia física expressa em seus contratos e fica contabilizada como créditos na CCEE.

Assim, o termo CEC contabiliza o custo ou benefício anual esperado com a compra ou venda de energia, a preço *spot*, no mercado de curto prazo que as distribuidoras terão que pagar ou receber sempre que a geração da usina for diferente da sua garantia física vendida no leilão.

O que é importante entender nesse ponto são dois fatores: Em primeiro lugar, as usinas com CVU alto, que possuem garantia física inferior a sua disponibilidade, quando não despachadas são obrigadas a comprar energia a um preço baixo no mercado a vista. Em segundo lugar, quando despachadas, recebem receitas no mercado de curto prazo. Assim, esses dois fatores conjugados tornam competitivos os empreendimentos com alto CVU.

É possível reescrever a equação do ICB como:

$$ICB = \frac{RF}{QL*8.760} + \frac{COP+CEC}{GF*8.760}$$

⁶ As usinas termelétricas com alto CVU são despachadas com menor frequência. Foram justamente essas usinas que dominaram os LEN de 2007 e 2008.

Em relação ao denominador, a parcela QL refere-se à quantidade de lotes de energia destinados ao Ambiente de contratação regulado (ACR). A energia habilitada para venda é garantia física do projeto. Porém, os agentes geradores estão aptos a atender simultaneamente o ACR e o ambiente de contratação livre (ACL) dentro da limitação imposta pelo Ministério de Minas e Energia (MME). É importante frisar que a receita fixa está relacionada apenas a energia contratada (QL), que, para obter um valor de R\$/MWh, é multiplicada pelo número de horas do ano (ROMEIRO, 2014).

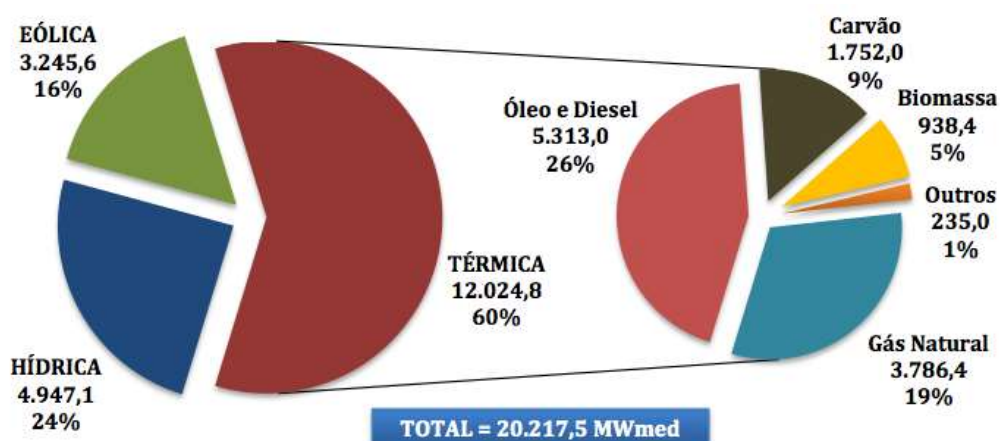
Por fim, o parâmetro GF se refere ao benefício energético (MW) atribuído ao empreendimento, ou seja, sua garantia física. A fim de transformar a GF em uma grandeza de energia (MWh), é necessária a multiplicação pelo número de horas do ano. A EPE é responsável pelo cálculo das garantias físicas dos projetos habilitados aos leilões.

3.2 A Matriz Selecionada pelo ICB

Viu-se no capítulo 2 a matriz selecionada em todos os leilões voltados para a comercialização de energia de novos empreendimentos realizados entre dezembro de 2005 e junho de 2014 (Leilões de Energia Nova, Leilões de Fontes Alternativas e Leilões de Energia de Reserva). Agora veremos especificamente a matriz selecionada pelos leilões que utilizaram o ICB como método comparativo para selecionar os vencedores do produto disponibilidade. Dessa forma, foram excluídos os LER e dois LEN, o 10º LEN A-5 e o 11º LEN A-5, ocorridos em 2010 e exclusivos para fonte hídrica (ROMEIRO, 2014).

A figura 10 detalha a participação das tecnologias e das fontes térmicas contratadas através do método de menor ICB. Podemos observar que o produto disponibilidade representa 76% de toda energia comercializada. Do total de mais de 20 GW médios contratados, a maior parte se refere a energia térmica, totalizando 60%. CASTRO *et al.* (2010) acreditam que o fato das térmicas serem as maiores vencedoras deve-se, em boa medida, à paralisação dos estudos de inventários para aproveitamentos hídricos no período anterior a criação da EPE. Já a menor parte (16%) ficou com a fonte eólica. A fonte hídrica totalizou 24% da energia contratada. Segundo REGO (2012), a pouca competitividade da fonte hídrica é explicada principalmente pelas dificuldades e atrasos na obtenção da licença ambiental das usinas hidrelétricas.

Figura 10: Energia Contratada (MWmed) nos Leilões que Utilizaram o ICB



Fonte: Romeiro 2014

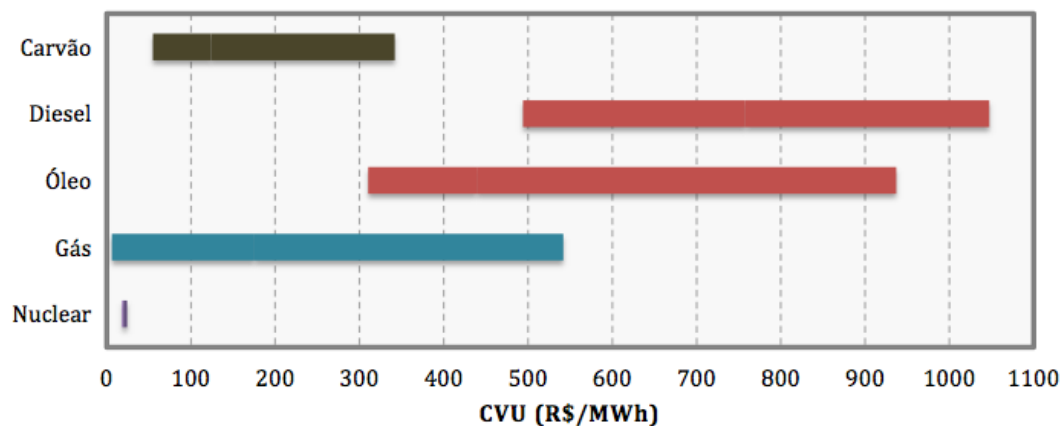
Em relação às fontes térmicas, as usinas movidas a óleo e diesel foram as mais contratadas nos leilões. Essas usinas dominaram os leilões, principalmente nos anos de 2007 e 2008, e perderam competitividade a partir de 2010, quando a fonte eólica se tornou a mais competitiva na disputa pelo produto disponibilidade. Em seguida está o gás natural, o carvão e a biomassa. É interessante expor que as cinco usinas a carvão que comercializaram energia nos leilões representam quase o dobro da energia comercializada por 54 usinas a biomassa.

O preço médio de contratação dessas fontes é ponderado pela energia contratada e representa, à exceção da fonte hídrica, o ICB médio dos projetos vencedores. O menor preço médio ficou com a fonte hídrica, R\$ 116/MWh, enquanto que o maior está associado as térmicas movidas a óleo e diesel, R\$ 138MW/h. Entre essas duas fontes ficaram a eólica, gás natural, carvão e a biomassa com, respectivamente, R\$ 118 MW/h, R\$ 125MW/h, R\$ 129MW/h e R\$ 133MW/h.

O relatório complementar do plano de operação energética 2012/2016 (ONS, 2012) apresenta os custos variáveis das usinas termelétricas que estarão disponíveis ao SIN nesse horizonte. Como é possível observar na figura 11, existe uma grande dispersão entre o CVU das fontes contratadas. As térmicas nucleares, que possuem vocação para operar na base, têm o menor CVU dentre as fontes térmicas, R\$ 20MW/h. O CVU médio do carvão está em R\$ 123MW/h, seguido do gás natural (R\$ 174MW/h), do óleo (R\$ 439 MW/h) e do diesel (R\$ 757MW/h). Para ilustrar a grande dispersão, apenas no diesel,

temos termelétricas com CVU que variam de R\$ 494,14MW/h (Santana W) a R\$ 1.047,38MW/h (UTE Brasília).

Figura 11: Custo Variável do Parque Térmico em Operação



Fonte: Romeiro 2014

Através dos dados supracitados conclui-se que o método do ICB levou a contratação de um parque térmico quase todo flexível, com um alto custo variável e com a predominância de usinas térmicas movidas a óleo e diesel. O alto custo variável desse parque implica em gastos variáveis muito elevados quando despachado.

REGO (2012) conclui que o ICB possui uma inflexibilidade frente aos custos variáveis das usinas termelétricas. Enquanto o ICB varia, em média, entre R\$ 125MW/h e R\$ 133MW/h, os CVUs variam entre R\$ 20MW/h e R\$ 1.047MW/h. Dessa forma, a competitividade das usinas termelétricas tem grandes chances de não depender fortemente de seus custos variáveis⁷.

3.3 Os Leilões de Energia de Reserva

Os leilões de energia de reserva são regulamentados através do Decreto 6.353/2008. Eles possuem a finalidade de aumentar a segurança no suprimento de energia elétrica. Os leilões são realizados pela ANEEL conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia.

⁷ Segundo VEIGA (2009), a competitividade das usinas com alto CVU está atrelada a utilização da metodologia de cálculo do CMO pela EPE e não pelo ONS. Como no final é o CMO que determina as parcelas COP e CEC, a metodologia da EPE, por não incorporar os procedimentos operativos utilizados pelo ONS na operação real do sistema, em especial a curva de aversão ao risco (CAR) e os procedimentos de nível meta, acaba induzindo a uma utilização das usinas termelétricas inferior a indicada pela metodologia do ONS.

De acordo com o decreto, poderão ofertar energia nos leilões novos empreendimentos ou empreendimentos existentes que acrescentem garantia física ao SIN e que não tenham entrado em operação até 16 de janeiro de 2008. A contratação da energia é formalizada através dos contratos de energia de reserva (CER) celebrados entre os empreendimentos vitoriosos e a CCEE, como representante de todos os consumidores de energia, inclusive consumidores livres e autoprodutores, que deverão firmar com a CCEE um Contrato de Uso de Energia Elétrica (CONUER). Os CER terão duração de no máximo 35 anos e poderão ser celebrados nas modalidades quantidade ou disponibilidade de energia.

Os custos oriundos da contratação de energia de reserva serão pagos pela CCEE através do recolhimento do Encargo de Energia de Reserva (EER) que será recolhido de todos os usuários finais de energia elétrica do SIN. Os valores referentes ao EER, a liquidação de energia de reserva no mercado de curto prazo e a eventuais penalidades aplicadas no processo de energia de reserva são recolhidos pela CCEE e alocados na Conta de Energia de reserva (CONER) para depois serem destinados ao pagamento da receita fixa dos geradores.

A energia contratada representa uma reserva superior à demanda do mercado. A contratação desses novos projetos ajuda na diversificação da matriz elétrica e permite diminuir a probabilidade de despacho das termelétricas mais caras.

Porém, de acordo com o decreto, “a energia de reserva será contabilizada e liquidada exclusivamente no Mercado de Curto Prazo da CCEE”, e assim, segundo Castro *et al.* (2010d), isto tende a aumentar o montante de energia a ser liquidada aumentando assim o risco financeiro associado à liquidação de energia no mercado a vista. Em períodos de estresse hidrológico, quando o PLD está alto, isso significa um forte impacto financeiro aos agentes que estão sujeitos a esses custos.

A tabela abaixo apresenta o resultado dos seis LER que já ocorreram até hoje. Isto possibilita dimensionar o montante de energia descontratada que, quando todas as usinas estiverem em operação, será injetada no sistema. Os leilões selecionaram um total de 3.393 MW médios de garantia física.

Figura 12: Resumo dos Leilões de Energia de Reserva já Realizados

Leilão	Energia negociada (MWh)	Energia negociada (MWmédio)	Potência (MW)	Garantia Física (MWmédio)	Montante financeiro negociado atualizado (Reais em milhões)	Preço Médio (R\$/MWh)
01º LER	66.435.840,00	530,00	2.383,90	815,20	15.495,57	233,24
02º LER	132.015.960,00	753,00	1.805,70	783,10	25.911,02	196,27
03º LER	72.028.317,60	445,10	1.206,60	569,30	12.018,84	166,86
04º LER	80.717.328,00	460,40	1.208,10	589,30	9.616,22	119,13
05º LER	118.428.660,00	675,50	1.505,20	700,70	14.019,11	118,38
06º LER	93.848.796,00	535,30	1.658,76	535,70	15.937,06	169,82
TOTAL	563.474.901,60	3.399,30	9.768,26	3.993,30	92.997,83	165,04

Fonte: CCEE Infoleilão

O primeiro LER em agosto de 2008 selecionou 31 usinas movidas a biomassa totalizando 2.383 MW de capacidade instalada e 815 MWmédios de garantia física. O segundo LER, em dezembro de 2009 contemplou a fonte eólica e selecionou 71 projetos com capacidade instalada de 1.805 MW e garantia física de 783 MWmédios. Em agosto de 2010, o terceiro LER selecionou empreendimentos eólicos, a biomassa e PCH, em um total de 33 projetos que juntos somaram 1.206 MW de capacidade instalada e 569 de garantia física. O quarto LER, realizado em agosto de 2011 contratou 34 projetos de eólica e 7 projetos de biomassa que totalizaram 1.208 MW de capacidade instalada e 589 MWmédios de garantia física. No quinto LER só a fonte eólica foi negociada com um total de 66 empreendimentos negociando 1.505 MW de capacidade instalada e 700 MWmédios de garantia física. Segundo a CCEE, o sexto LER teve como destaque a histórica contratação de 202 MWmédios com um total de 31 projetos de energia solar fotovoltaica, que pela primeira vez teve um produto exclusivo. Além da energia solar, foram contratados 31 projetos eólicos totalizando 335 MWmédios. A capacidade instalada adicionada por esse leilão ficou em 1.658 MW.

Como constatado, os leilões de energia contrataram uma quantidade grande de fontes termelétricas com disponibilidade superior a garantia física e uma quantidade crescente de energia de reserva. Segundo CASTRO *et al.* (2010d), isso aumenta o risco financeiro em situações de hidrologia desfavorável.

CAPÍTULO IV – O IMPACTO FINANCEIRO DE UM PERÍODO DE HIDROLOGIAS DESFAVORÁVEIS E AS MEDIDAS RECÉM ADOTADAS

O capítulo 3 buscou analisar o ICB, a energia contratada nos leilões de energia nova e nos leilões de energia de reserva. Visto isso, o capítulo 4 busca apresentar ao leitor de que maneira os agentes são impactados quando a ocorrência de um período hidrológico desfavorável implica no direcionamento ao mercado de curto prazo de toda a energia de reserva e a energia que excede a garantia física das usinas termelétricas contratadas por disponibilidade.

Além disso, o capítulo se encerra com apresentando e discutindo medidas adotadas pelo governo na tentativa de impedir um colapso financeiro do setor elétrico brasileiro.

4.1 O Risco Financeiro de um Período com Hidrologias Desfavoráveis

A contratação maciça de termelétricas flexíveis com elevados CVUs em contratos de disponibilidade e de toda energia de reserva, apresentadas no capítulo 3, representam um crescente risco financeiro para o sistema. De acordo com CASTRO *et al.* (2010d), o maior agravante está relacionado à forma com que a energia elétrica que excede a garantia física das usinas termelétricas é comercializada.

Quando essas usinas são chamadas pelo ONS a despachar, elas têm a obrigação de gerar toda sua disponibilidade. Segundo as regras de comercialização, a diferença entre a disponibilidade e a GF será liquidada no mercado de curto prazo ao PLD em vigor e a receita oriunda dessa liquidação será de propriedade das distribuidoras que possuem contratos com essas térmicas.

É importante lembrar que o despacho contínuo desse parque termelétrico só é realizado em períodos de estresse hidrológico. É justamente nesse mesmo período que as variáveis CMO e PLD, calculadas por modelos computacionais, estão elevados.

Dessa forma, a liquidação da energia excedente gera receitas volumosas que, no caso de algumas usinas termelétricas, chegam a superar os dispêndios relativos ao pagamento da receita fixa do gerador e os gastos com combustíveis para a geração de toda sua disponibilidade. Em outras palavras, no momento de estresse hídrico, quando o PLD atinge seu teto, as distribuidoras conseguem obter receitas líquidas com seus

contratos, visto que as receitas com as vendas do excedente de energia superam os custos operacionais das usinas. Nessa situação, o consumidor, através da distribuidora, estaria recebendo dinheiro para consumir, gerando assim um sinal econômico invertido.

Para CASTRO *et al.* (2010d), o maior problema não está relacionado ao sinal econômico invertido, mas sim as vultosas obrigações criadas para os outros agentes do sistema, que são a contra parte do direito de venda das distribuidoras, e que no limite podem não ter condições de arcar com essas despesas.

Em uma situação atípica de hidrologia desfavorável, a conta cairá sobre:

- I- Os geradores hídricos
- II- Os agentes do mercado livre.

Além desses dois grupos de agentes, a promulgação da medida provisória nº 579, convertida em Lei nº 18.783 de janeiro de 2013 e a proximidade do vencimento de uma parte expressiva dos contratos de concessão de usinas hidrelétricas e de transmissão, deixou parte da demanda das distribuidoras descontratadas, obrigando-as a recorrer ao mercado de curto prazo.

Em seguida será analisado de que forma cada um dos agentes é afetado pelo despacho contínuo do parque termelétrico em um período de estresse hidrológico. Entretanto, para melhor entendimento, será feita uma breve consideração sobre a comercialização de energia no mercado de curto prazo.

4.2 A Comercialização de Energia no Mercado de Curto Prazo

Como observado no capítulo 1, ao final de cada mês os agentes fecham as suas posições liquidando as diferenças no mercado de curto prazo. As regras e procedimentos de comercialização são reguladas pela Aneel e operacionalizadas pela CCEE. Essas regras atribuem aos agentes direitos e obrigações na apuração das diferenças entre energia contratada e energia medida. Devemos lembrar que os direitos e obrigações dos agentes não se vinculam ao seu desejo particular, mas sim ao despacho centralizado realizado pelo ONS.

No que diz respeito aos direitos, as regras de comercialização permitem que os agentes que produziram energia elétrica em um montante superior a sua garantia física vendam esses excedente no mercado de curto prazo. No caso das usinas hidrelétricas, essa situação ocorre em um período de hidrologia favorável. Com a abundância das chuvas, a

carga é basicamente atendida pela energia gerada pelas hidrelétricas fazendo com que o MRE produza uma quantidade de energia superior a firmada em seus contratos. Já para as usinas termelétricas que possuem garantia física inferior à disponibilidade, o direito de venda se materializa sempre que essas usinas forem despachadas. Como vimos, sempre que despachadas essas usinas são obrigadas a gerar toda sua disponibilidade.

Em relação ao direito de compra, para as usinas hidrelétricas, essa obrigação ocorre em uma hidrologia desfavorável. Nessa situação, para preservar o nível dos reservatórios, o ONS reduz o despacho das usinas hidrelétricas do SIN. Dessa forma, o MRE gera um montante de energia inferior ao celebrado nos contratos e precisa comprar energia no mercado de curto prazo para liquidar essa diferença. Já para os geradores térmicos, devido a baixa frequência com que são despachados, recorrem regularmente ao mercado de curto prazo para comprar a energia que contratualmente deveria ser produzida (garantia física).

4.3 Os Geradores Hídricos e o Mercado de Curto Prazo

Para entender a danosa relação entre os geradores hídricos e o mercado de curto prazo em um período de hidrologias desfavoráveis, se faz necessário saber como o parque hídrico é despachado e como é realizada a liquidação financeira dos contratos.

Como vimos no primeiro capítulo, a operação do parque hídrico é executada de forma centralizada. Existem duas principais razões que justificam essa forma de despacho.

Em primeiro lugar, as diferentes hidrologias das bacias hidrográficas fazem com que o despacho centralizado sirva para otimizar a geração hidrelétrica. Em algumas épocas do ano, há água em abundância em uma região enquanto que em outra a água é escassa. Dada essa característica, o despacho centralizado permite que o operador aumente a geração das usinas onde a água é mais abundante e diminua onde ela é escassa.

Em segundo lugar, muitos rios possuem usinas em cascata. Essa organização espacial faz com que a geração de uma usina seja influenciada pelas demais. Em outras palavras, uma usina a montante influencia de alguma maneira a geração da usina a jusante dependendo do seu nível de operação. Dessa forma, como destaca D'ARAÚJO (2009), não é possível a otimização da geração através de estratégias individuais das hidrelétricas.

A criação do MRE foi uma forma de compartilhar os riscos hidrológicos entre todas as usinas hidrelétricas participantes visto que elas não operam de acordo com estratégias individuais. Assim, toda vez que o montante consumido ou produzido diferir do montante contratado, o MRE recorre diretamente ao mercado de curto prazo para liquidar essa diferença ao PLD em vigor.

Em um período que o conjunto das hidrelétricas consegue produzir energia igual garantia física total do MRE, todas as usinas receberão a sua garantia física. Assim, mesmo que uma usina tenha produzido menos que a quantidade que vendeu em seus contratos, como o MRE produziu o total da garantia física, essa usina receberá o equivalente à sua garantia física através da realocação da energia excedente das hidrelétricas que produziram acima da sua garantia física. Esse processo de realocação é valorado pela tarifa de energia de otimização (TEO) que no ano de 2014 estava fixada em R\$ 10,54 MW/h.

Na situação de uma hidrologia favorável, onde o MRE consiga produzir energia em quantidade superior à sua garantia física, esse excedente, após a realocação, será valorado ao PLD vigente e distribuído entre as hidrelétricas do MRE de acordo com a participação percentual de cada usina no total da garantia física do MRE. Essa energia extra produzida pelas hidrelétricas serve para que os geradores termelétricos não despachados possam fechar suas posições. É importante destacar que no período de hidrologias favoráveis, o PLD vigente encontra-se em valores reduzidos.

O grande problema para as usinas hidrelétricas do MRE ocorre em um período de hidrologias desfavoráveis onde a quantidade de energia gerada é inferior a quantidade vendida em seus contratos. Nessa ocasião acontece a exposição dos geradores hidrelétricos ao mercado de curto prazo. Assim, todos os participantes do MRE estão comprando energia no mercado de curto prazo, proporcionalmente a sua participação na garantia física total do MRE. A energia que essas usinas comprem é proveniente das usinas termelétricas que vendem no mercado à vista a diferença entre sua disponibilidade e garantia física. Como em um período de estresse hidrológico o PLD está em valores elevados, é grande a exposição financeira das hidrelétricas no mercado de curto prazo.

Para termos uma ideia da exposição financeira das usinas hidrelétricas em um período de hidrologias desfavoráveis, em julho e agosto de 2014 a produção de energia das hidrelétricas que fazem parte do MRE ficou, respectivamente, 11% e 15,7% abaixo

da garantia física. Como o PLD estava em patamares muito elevados, multiplicando o montante de energia pelo preço vigente, a estimativa da exposição financeira dos agentes estava em, aproximadamente, R\$ 2,2 bilhões em julho e R\$ 3,9 bilhões em agosto (SALES e HOCHSTETLER. Canal Energia, 2014).

Uma estratégia utilizada pelos geradores hídricos para evitar uma elevada exposição financeira no mercado de curto prazo em períodos de escassez de chuvas é deixar uma parte do seu lastro comercial descontratado. De acordo com as regras de comercialização da Aneel, os projetos de novas usinas hidrelétricas devem destinar no mínimo 70% de sua garantia física para o ambiente de contratação regulada. Essa forma de proteção (*hedge*) diversifica o portfólio do gerador hídrico protegendo-o da exposição ao mercado *spot*. Dessa forma, em um período de hidrologias favoráveis, o gerador terá receitas não apenas da venda de energia secundária, mas também da venda, na forma de contratos de balanço ou contratos curtos, normalmente indexados ao PLD, desse lastro comercial descontratado. Já em um cenário de crise hidrológica, as receitas oriundas da venda de energia secundária e do lastro descontratado poderão não mais existir e o lastro descontratado apenas compensará a diferença entre a energia produzida e a garantia física (CASTRO *et al.*, 2010d).

Nesse momento, é importante destacar que, dada a intensidade da crise hidrológica iniciada em outubro de 2012, essa estratégia de *hedge* atenua, mas não elimina a exacerbada exposição financeira a qual as usinas hidrelétricas estão expostas. Como é possível observar na figura 13, durante os 10 primeiros meses de 2014 a geração hidráulica esteve abaixo da garantia física. Em meses como agosto e setembro, por exemplo, a geração das usinas hidrelétricas foi, respectivamente, 18% e 14% inferior a garantia física. Não existem dados disponíveis sobre o nível de *hedge* das usinas, porém, é sabido que ele não ultrapassa os 10%.

Figura 13: Diferença Entre a Garantia Física e a Geração Efetiva das Hidrelétricas



Fonte: Informercado CCEE

4.4 O Mercado Livre e Seus Contratos

No ambiente de contratação livre (ACL), a comercialização de energia é destinada ao atendimento dos consumidores livres através de contratos bilaterais celebrados com geradoras, comercializadoras e produtores independentes de energia. A regulação em vigor estabelece que o consumidor livre tem a obrigatoriedade de contratar 100% da energia que consome.

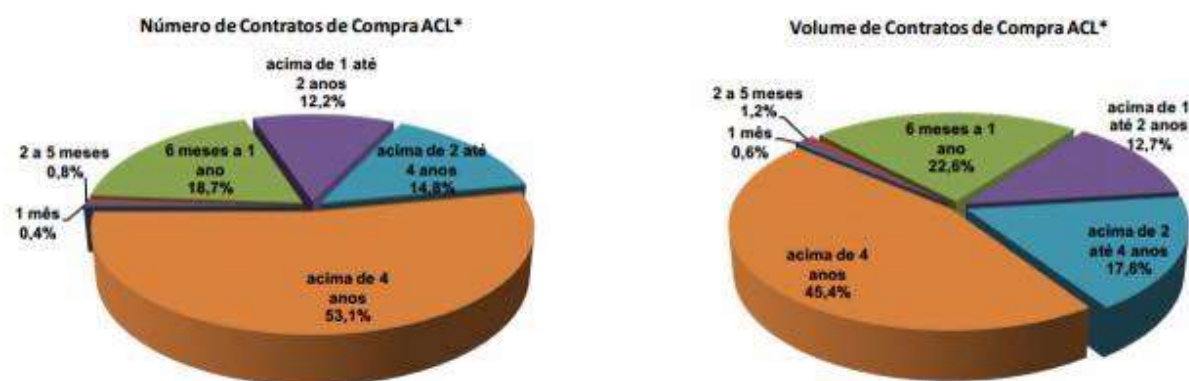
Nesse sentido, o consumidor livre pode escolher livremente de quem ele quer adquirir energia, negociando livremente preço, prazo, volume e etc.. Essa flexibilidade de contratação e a possibilidade de redução do custo final de energia são duas características que tornam o mercado livre atrativo.

Os contratos celebrados no mercado livre normalmente são de curta duração e indexados ao PLD. Segundo CASTRO *et al.* (2010d), esse tipo de contratação pode difundir e amplificar o impacto financeiro de uma alta no PLD. Nesse sentido, os consumidores livres estão muito expostos as oscilações do PLD na negociação de seus contratos.

A figura abaixo representa o perfil dos contratos negociados no ambiente livre de contratação. Vemos que um pouco menos da metade dos contratos tem prazo de duração inferior a 4 anos. Já quando olhamos o volume, vemos que os contratos com duração de até 4 anos representam, aproximadamente, 55% do total. Os contratos com duração inferior a 1 ano somam quase 24%. Esta figura possibilita concluir que, devido ao curto

prazo dos contratos, os consumidores livres estão constantemente negociando contratos. Assim, a alta do PLD cria uma problemática exposição financeira aos consumidores livres. É importante lembrar que, dada as regras, os consumidores livres insatisfeitos com a situação de alta do PLD não podem migrar imediatamente para o mercado cativo. Existe um prazo mínimo de 5 anos para que isso ocorra.

Figura 14: Perfil dos Contratos no Ambiente de Contratação Livre (ACL)



Fonte: CCEE

Os valores exorbitantes alcançados pelo PLD em 2014 (por diversos meses o PLD se manteve em seu valor teto para o ano de 2014, R\$ 822,83 MWh) fizeram com que, para alguns grandes consumidores livres, fosse mais interessante parar a produção e revender seus contratos de energia no mercado *spot*. De acordo com a reportagem da folha de São Paulo, empresas de indústrias energo-intensivas, como o grupo Votorantim, estão diminuindo o ritmo de produção para poder comercializar seu excedente de energia.

4.5 As Distribuidoras, a MP 579 e o Vencimento das Concessões

O despacho termelétrico contínuo, motivado pela crise hídrica iniciada em setembro de 2012, tem causado um forte desequilíbrio econômico e financeiro nas distribuidoras. Esse desequilíbrio tem origem na descontratação involuntária a que foram submetidas às distribuidoras, a partir da MP 579 e do vencimento dos contratos de energia velha, conjugado com a alta do preço da energia no mercado de curto prazo.

A MP 579 foi promulgada com o objetivo de reduzir o custo da energia elétrica para o consumidor brasileiro. Esse objetivo seria alcançado através de duas principais

medidas: I- Desoneração de alguns encargos da tarifa de energia elétrica e II- renovação da concessão de usinas hidrelétricas e de linhas de transmissão com contratos vencendo entre 2015 e 2017.

Em relação à primeira medida, a MP 579 propôs o fim da arrecadação da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), destinada a subsidiar o consumo de combustíveis fósseis dos sistemas isolados da região norte, e da Reserva Global de Reversão (RGR), além de diminuir para 25% o valor da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). A CDE tem como objetivos básicos a universalização do acesso à energia elétrica para todos, através do programa Luz para Todos, e subsidiar a tarifa de baixa renda. A redução dos encargos na tarifa de energia elétrica, segundo CASTRO *et al.* (2013), representa uma redução média de R\$ 18MWh na tarifa de energia e é justificada pelo argumento de que os consumidores devem arcar apenas com os encargos ligados ao setor elétrico, deixando para o Tesouro Nacional o custeio dos gastos de natureza social.

Ao mesmo tempo, a MP 579 atuaria de forma a reduzir as tarifas através da proposta de renovação dos contratos de concessão de usinas hidrelétricas e de transmissão que venceriam entre 2015 e 2017. Essas concessões representavam 22 GW de capacidade instalada (20% do parque de geração brasileiro) e 69 mil Km de linhas de transmissão (67% do total do Brasil) que, pela legislação original, deveriam retornar à união e passar por um novo processo licitatório. (LOSEKANN, 2012)

Através da MP 579 o governo resolveu optar pela renovação da concessão por um período de até 30 anos, desde que, entre outras condições, as concessionárias aceitassem a antecipação do vencimento dos contratos e passassem a ter uma remuneração que cobrisse apenas os custos com a operação e manutenção das usinas hidrelétricas. Como grande parte dessas concessões já estava amortizada ou depreciada, a ideia era tirar essa remuneração da tarifa. O montante ainda não amortizado seria indenizado pelo governo.

Diante das propostas apresentadas pelo governo, parte das concessionárias (Cemig, Copel e Cesp) não aceitou a renovação. Como consequência, as distribuidoras acabaram ficando descontratadas. Na tentativa de diminuir a descontratação das distribuidoras, o governo realizou em 2013 leilões de ajuste e de energia existente. No entanto, o montante contratado não foi suficiente e as distribuidoras começaram o ano de 2014 com 3,5 GW médios descontratados.

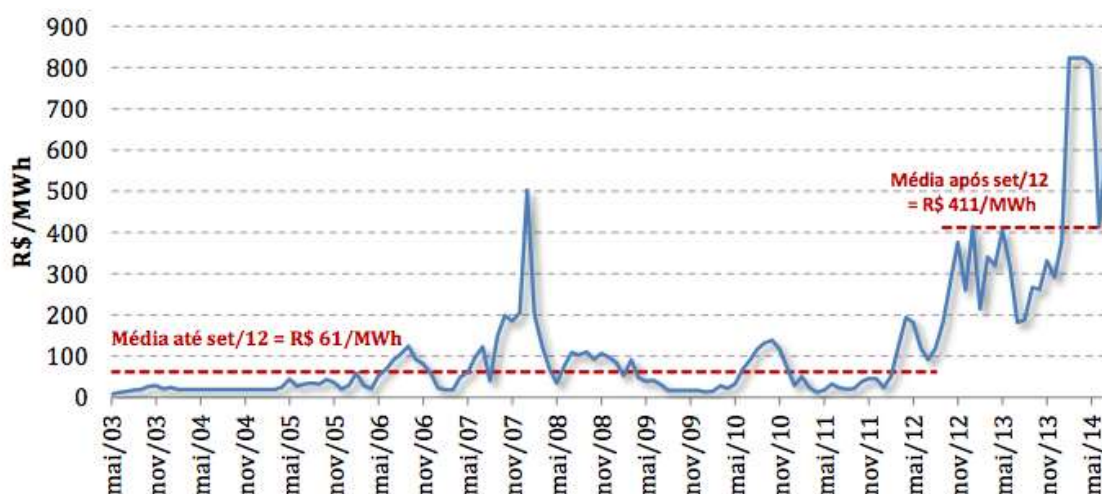
Dessa forma, as distribuidoras descobertas tiveram que recorrer ao mercado *spot* para atender às suas demandas, comprando energia valorada ao PLD vigente. Em um período de hidrologias favoráveis, essa exposição não teria um efeito tão perverso, pois a energia no mercado a vista estaria sendo comercializada a preços reduzidos. O problema é que, concomitantemente a desconstratação, está ocorrendo uma crise hídrica que é responsável pela drástica elevação do CMO e, conseqüentemente, do preço da energia no mercado de curto prazo. Assim, para atender o mercado cativo, as distribuidoras estão enfrentando um sério problema de fluxo de caixa, já que o repasse desses custos ao consumidor só é permitido no aniversário do contrato de concessão da distribuidora.

4.6 A Liquidação Financeira

Os agentes participantes do setor elétrico, sejam eles geradores, consumidores livres, distribuidoras ou comercializadores, registram suas relações comerciais através de contratos de compra e venda de energia registrados na CCEE. A liquidação financeira é realizada mensalmente e simboliza o momento de balanço dos contratos, ou seja, é quando se apura se um agente é credor ou devedor. A alocação de créditos e débitos é realizada por uma instituição financeira autorizada pelo banco central (CCEE).

Para melhor compreender a vultosa liquidação financeira ocorrida, principalmente em 2014, é importante acompanhar a elevação do PLD ao longo dos anos. Como podemos observar na figura abaixo, exceto no pico ocorrido no final de 2007, o PLD esteve abaixo de R\$ 100 MWh praticamente todo o período compreendido entre Maio de 2003 e Setembro de 2012. A média desse período ficou em R\$ 61 MWh. Após Setembro de 2012, em consequência do estresse hidrológico, o PLD dá um salto alcançando uma média de R\$ 411 MWh, chegando a assumir seu valor máximo durante os meses entre fevereiro e maio de 2014.

Figura 15: PLD SE/CO: Média Mensal de Maio de 2003 até Julho de 2014



Fonte: Romeiro 2014

A alta do PLD observada após setembro de 2012, juntamente com o direcionamento para o mercado de curto prazo de toda energia de reserva e da diferença entre a disponibilidade e garantia física das usinas termelétricas contratadas, levou a uma expressiva liquidação financeira no mercado de curto prazo, elevando o risco financeiro dos agentes. A figura abaixo revela os valores de compra liquidados entre janeiro de 2013 e julho de 2014. De acordo com Aneel, a média liquidada em 2013 foi de, aproximadamente, R\$ 1,2 bilhões por mês. Como podemos observar, em fevereiro de 2014, por exemplo, o valor liquidado foi superior a 6 vezes a média de 2013. No total, de janeiro a julho de 2014 foram liquidados R\$ 33 bilhões no mercado de curto prazo.

Figura 16: Liquidação Financeira no Mercado de Curto Prazo (Janeiro 2013 até Julho de 2014)



Fonte: Aneel

Analisando conjuntamente as duas últimas figuras, principalmente a partir de junho de 2013, percebemos uma semelhança em relação à variação do PLD e do montante liquidado. Na figura 15, aproximadamente a partir de junho de 2013, o PLD inicia um forte movimento de elevação, estacionando por alguns meses em seu valor máximo. Logo após esse movimento, percebemos uma queda no valor do PLD. Em paralelo, na figura 16, é possível observar o mesmo movimento. Ocorre uma elevação do montante liquidado de junho de 2013 até fevereiro de 2014. Entre os meses de fevereiro e maio de 2014 o montante permanece bastante elevado e a partir daí percebemos uma queda. É importante ressaltar que os movimentos não são simétricos visto que não é apenas o valor do PLD que influencia a magnitude do montante a ser liquidado.

4.7 Medidas Adotadas Para Diminuir o Impacto Financeiro dos Agentes

Serão apresentadas agora as 2 medidas adotadas pelo Governo na tentativa de aliviar o impacto financeiro dos agentes do setor elétrico. Primeiramente será explicado o mecanismo de bandeiras tarifárias e logo depois será discutida a baixa eficácia do PLD como sinalizador econômico e a proposta que acabou por reduzir o valor do preço teto do PLD.

4.7.1 As Bandeiras tarifárias

As bandeiras tarifárias, que passaram a vigorar a partir de janeiro de 2015⁸, representam um instrumento de sinalização de preço aos consumidores cativos a respeito do custo da energia. Operando como um “semáforo de trânsito”, indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração, ou seja, do nível de armazenamento dos reservatórios do SIN. Dessa forma, o consumidor cativo pode adequar o seu consumo de energia elétrica de acordo com o custo da geração.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) é responsável por divulgar mensalmente ao mercado a bandeira vigente para cada subsistema, com base em informações do ONS. Dois parâmetros de custos do sistema são considerados para determinar a bandeira: I- O CMO, que representa o custo do sistema atender a um acréscimo de 1MWh adicional de demanda de carga no sistema, em R\$/MWh. II- O Encargo de Serviço do Sistema por Segurança Energética (ESS_SE) que é um encargo setorial que cobre as despesas com o despacho das usinas termelétricas fora da ordem de mérito.

Em Janeiro de 2015 as bandeiras eram definidas como:

- **Bandeira Verde:** Condições favoráveis de geração de energia elétrica, a tarifa não sofre nenhum acréscimo. Soma do CMO e do ESS_SE inferior a R\$ 200/MWh;
- **Bandeira Amarela:** Condições menos favoráveis de geração de energia elétrica, a tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 kWh consumidos ou R\$ 15/MWh. Soma do CMO e do ESS_SE entre R\$ 200 e R\$ 350/MWh.
- **Bandeira Vermelha:** Condições mais custosas de geração. Acréscimo de R\$ 3 para cada 100 kWh consumidos ou R\$ 30/MWh na tarifa de energia. Soma do CMO e do ESS_SE igual ou superior a R\$ 350/MWh.

Os valores estipulados para as bandeiras tarifárias duraram apenas dois meses. Em 27/02/2015, a Aneel, com a justificativa de refletir o custo real das condições de geração, reajustou os valores das bandeiras. Na Bandeira Amarela, o reajuste foi de 66,7% e o

⁸ Embora tenha começado a vigorar apenas em janeiro de 2015, o sistema de bandeiras tarifárias foi testado nos anos de 2013 e 2014. Desde Janeiro de 2013, mês de início dos testes, apenas em um mês, Julho de 2013, teria vigorado a bandeira verde.

valor passou de R\$ 1,50 para R\$ 2,50 para cada 100 kWh consumidos (e suas frações). Quando a Bandeira Vermelha é acionada, o acréscimo passa a ser de R\$ 5,50 para cada 100 kWh consumidos – e suas frações, valor 83% mais alto que o de Janeiro de 2015. A bandeira Verde não sofreu alterações. Os novos valores entraram em vigor a partir de 02/03/2015, mês em que a bandeira tarifária é Vermelha.

O sistema de bandeiras tarifárias, que expressa a preocupação do governo em refletir na tarifa os custos setoriais, é alvo de muitas críticas. Segundo D'ARAÚJO (2014b), o sistema apresenta uma injustiça evidente pelo fato de não haver distinção de preço nas tarifas dos consumidores mais econômicos e dos que gastam excessivamente, tendo assim um aumento idêntico por kWh para todos os consumidores. Outra crítica apresentada pelo mesmo autor é que em anos de hidrologia favorável, onde o nível dos reservatórios está alto e o PLD baixo (2011, por exemplo), o mercado livre é que se beneficia dos preços baixos para liquidar e fechar seus contratos. Porém, quando a hidrologia é desfavorável, os consumidores cativos é que são penalizados.

4.7.2 PLD: Sinalizador Econômico Ineficaz e Redução do Preço Teto

Já vimos no capítulo 1 que o PLD é baseado no CMO do sistema, calculado por modelos computacionais e representa o preço do mercado de curto prazo. Nesse sentido, com a predominância da hidroeletricidade na matriz elétrica brasileira, o PLD costuma assumir valores mais baixos em períodos de hidrologia favorável e valores mais elevados em hidrologias desfavoráveis. Assim, CASTRO *et al.* (2014) afirmam que o PLD é resultante principalmente da hidrologia e não da sintonia entre preferências dos consumidores e estrutura de custos dos gerados. Dessa forma, o preço de mercado não se presta bem a função de sinalizador econômico para variações no nível da oferta, investimentos e até para desinvestimentos (saída de operação de algumas plantas).

Outra característica apontada e criticada por CASTRO *et al.* (2014) é que o PLD é muito volátil, podendo descolar, por um longo período de tempo, do custo médio de produção da energia. A volatilidade do PLD foi constatada através de um exercício utilizando dados fornecidos pela EPE para o leilão A-5 de 2014 e algumas hipóteses assumidas pelos autores⁹. Uma importante restrição feita no exercício foi desconsiderar flutuações na carga, no preço dos combustíveis, na composição das usinas e das linhas de transmissão ou em outro fator que venha influenciar a oferta e demanda de energia, de

⁹ Para maiores detalhes conferir CASTRO *et al.* (2014)

forma que os dados apenas expressam o impacto da hidrologia na configuração da oferta (mais hidrelétricas em caso de hidrologias favoráveis e menos hidrelétricas em hidrologias desfavoráveis) e do PLD. O sistema, considerado equilibrado, indica que não existe falta nem sobra de capacidade instalada.

O gráfico abaixo ilustra o resultado da distribuição de probabilidades acumuladas dos valores mensais do exercício. Podemos observar que o custo médio de produção apresenta uma distribuição de probabilidade acumulada mais bem comportada. Sua média e mediana são consideravelmente próximas sendo, respectivamente, R\$ 137,02/MWh (por construção, é igual ao PLD médio no subsistema SE-CO) e R\$ 132,21/MWh. Já a distribuição de probabilidade acumulada do PLD é mais dispersa. A sua média é de R\$ 137,02/MWh (PLD médio no subsistema SE-CO, considerado para todas as séries do exercício) enquanto que a mediana assume um valor significativamente menor, R\$ 103,98/MWh. O PLD é inferior ou igual à média em 61% dos meses, podendo ocorrer o piso, R\$ 15,62/MWh, em 28% dos meses. Na outra ponta, em um período relativamente pequenos de meses, o PLD é muito superior à sua média, podendo, em 14% dos meses, ser o dobro da sua média e, em 5% dos meses, ser pelo menos o triplo dela. Esse descolamento também ocorre quando são levadas em conta séries anuais e quinquenais (CASTRO *et al.*, 2014).

Figura 17: PLD Médio Mensal versus Custo Médio Mensal de Produção: Distribuição de Probabilidades Acumuladas



Fonte: CASTRO *et al.* (2014)

Essa volatilidade do PLD, observada através da distribuição de probabilidades, reduz a eficácia de sinalização econômica, tornando-o inadequado para induzir e orientar o comportamento dos agentes.

No que se refere ao balanço das diferenças, como vimos no capítulo anterior, os agentes estão sujeitos ao PLD em situações que decorrem tanto das decisões do ONS como em situações onde o preço do MCP influencia a decisão dos agentes. Em relação ao primeiro, CASTRO *et al.* (2014) enfatizam que “o PLD parece promover apenas transferências de recursos entre os agentes sem que isso chegue a constituir um sinal econômico de qualquer espécie”. Já no segundo, devido à volatilidade, o PLD é um sinal econômico inadequado.

Em 25/11/2014 a Aneel, homologou os novos limites máximos e mínimos para o PLD do ano de 2015. Os novos valores definidos foram de R\$ 30,26/MWh para o piso e R\$ 388,48/MWh para o teto. A UTE Mario Lago foi escolhida como a térmica mais relevante, seguindo o conceito adotado em 2003 e tornando o PLD mais aderente ao custo médio de geração. A drástica redução no preço teto do PLD foi uma medida para aliviar

o desequilíbrio econômico e financeiro da exposição dos agentes no mercado de curto prazo, além de reduzir a volatilidade do PLD.

O principal benefício que a redução do preço teto do PLD traz para o sistema é redução da mera transferência de riqueza que não estava associada à produção de energia. Por outro lado, com um PLD mais baixo, aumentam-se os Encargos de Serviço de Sistema (ESS) visto que o parque térmico continua sendo despachado com enorme intensidade.

O ESS, de acordo com a CCEE, “são expressos em R\$/MWh e são pagos apenas aos agentes geradores térmicos que atendem a solicitação de despacho do Operador Nacional do Sistema (ONS) para realizar geração fora da ordem de mérito de custo”. Em outras palavras, é o custo para rodar as usinas termelétricas. Assim, quando diminui o PLD, reduz o número de usinas térmicas gerando por ordem de mérito e aumenta o número de térmicas gerando por segurança do sistema. Dessa forma, todos os agentes são afetados visto que os valores dos ESS são pagos por todos os agentes do sistema respeitando a proporcionalidade do seu consumo.

CONCLUSÃO

O Setor Elétrico Brasileiro encontra-se diante de uma crise de grandes proporções. Por um lado, a crise hidrológica iniciada em setembro de 2012 implicou em uma drástica redução no nível dos reservatórios e consequentemente a redução no nível de despacho das usinas hidrelétricas. Por outro lado, a persistência da crise hidrológica ocasionou o despacho constante de todo o parque termelétrico brasileiro, que foi contratado para operar durante pouco tempo ao longo do ano não tendo assim a vocação de operar na base do sistema. A inadequação do parque termelétrico à necessidade presente do setor elétrico brasileiro está gerando um impacto financeiro de grandes proporções em diversos agentes do setor.

O capítulo 1 buscou apresentar a natureza do setor elétrico brasileiro. Foram explicadas as características bem como os mecanismos para a coordenação de um sistema muito particular se comparado aos sistemas elétricos da maioria dos países do mundo. A predominância hidrelétrica na matriz elétrica nacional devido a abundância de recursos hídricos possibilita atender a demanda de energia elétrica da população de forma barata, limpa e renovável. A energia térmica representa um back up do sistema exercendo um papel de seguro para o sistema.

No segundo capítulo verificou-se um grave problema estrutural para o setor elétrico, a perda de capacidade de regularização. Conclui-se que a queda no GR deixa a geração hidrelétrica mais demarcada ao longo do ano com grande capacidade de geração no período úmido e uma reduzida capacidade no período seco. Contudo, vimos que existe um grande potencial renovável, e sazonalmente complementar a geração hídrica, a ser explorado pela bioeletricidade Sucroenergética e pela energia eólica. Além dessas fontes, as termelétricas movidas a gás natural representam uma forma adequada de complementação ao parque hídrico. Ainda neste capítulo, constatou-se que a expansão da matriz elétrica brasileira se mostrou compatível a lógica operativa apresentada no capítulo 1.

A crise hidrológica reduziu significativamente a geração hídrica tendo que acionar todo o custoso parque térmico para o atendimento à carga. Nesse sentido, o Capítulo 3 analisa o método comparativo para a seleção de novos projetos e tecnologias de geração. O ICB, fortemente influenciado pelo custo dos projetos e pela expectativa do custo futuro da energia (que traduz a expectativa de acionamento dos projetos), acabou por privilegiar a seleção de empreendimentos flexíveis, contratados na modalidade disponibilidade e com alto custo variável de geração. O índice possibilitou a contratação, por exemplo, da UTE Brasília que

apresenta um custo variável de absurdos R\$ 1.047 MW/h. Além da energia proveniente dos LEN, o capítulo 3 apresentou o resultado dos 6 leilões de energia de reserva já realizados.

A consequência da conjunção da crise hidrológica com o despacho contínuo do parque térmico é apresentada no capítulo 4. A conclusão a que se chega é que o parque termelétrico contratado, ao ser despachado continuamente, gera um impacto financeiro de grandes proporções principalmente para os geradores hídricos, os consumidores livres e para as distribuidoras, devido a MP 579 e a proximidade do vencimento de parte expressiva dos contratos de concessão de usinas hidrelétricas e de distribuição. Esse argumento é confirmado através da explanação da exacerbada liquidação financeira no mercado de curto prazo.

Após discutir o impacto financeiro dos agentes e a liquidação financeira, são apresentadas duas medidas tomadas para a redução da crise no setor. A primeira, mecanismo de bandeiras tarifárias, busca sinalizar ao consumidor as condições de geração da energia elétrica consumida. A bandeira verde significa condições favoráveis a geração. Do lado oposto, quando a bandeira vermelha é acionada, o consumidor recebe um acréscimo na conta de luz indicando que as condições de geração estão desfavoráveis e, desta forma, é induzido ao uso mais racional da energia elétrica. A segunda medida, redução do preço teto do PLD, busca, principalmente, reduzir a simples transferência de riqueza entre os agentes em um período hidrológico crítico.

Este trabalho não é capaz de responder qual o rumo que o setor elétrico irá tomar. A crise no setor é um fenômeno atual. Dessa forma, o futuro do setor apresenta um alto grau de incerteza relacionada a fatores exógenos, como a hidrologia, e a fatores endógenos, como a atuação das instituições. A motivação que fica é o pleno interesse em acompanhar o desenrolar de todo esse processo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, E. (2014). **Uma Visão Para o Gás Natural no Brasil**. Visões do Gás. (Disponível em: <http://visoesdogas.com.br/uma-visao-para-o-gas-natural-no-brasil-por-edmar-de-almeida/>. Acesso em: Janeiro,2015)

ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L. (2014). **Setor de Energia no Brasil**. Boletim Infopetro. (Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2014/12/08/setor-de-energia-no-brasil-o-balanco-de-2014/>. Acesso em: Fevereiro,2015)

ANEEL. (Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_afLoop=421039042871710#%40%3F_afLoop%3D421039042871710%26_adf.ctrl-state%3D19dq0z63dz_62. Acesso em: Janeiro,2014)

BICALHO, R. (2014). A Transição Elétrica: Muito Além da Falta de Chuvas. Boletim Infopetro. (Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2014/03/10/a-transicao-eletrica-muito-alem-da-falta-de-chuvas/> Acesso em: Novembro,2014)

BRASIL. Decreto nº 6.353 de 16 de Janeiro de 2008. (Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6353.htm. Acesso em: Dezembro,2014).

CASARES, A. C. (2013). **O Desenvolvimento do Ambiente de Contratação Livre de Energia no Mercado Brasileiro**. Monografia de graduação apresentada ao IE/UFRJ.

CASTRO, N. J.; DANTAS, G. A. (2008). **A Importância da Inserção da Bioeletricidade na Matriz Brasileira e o Leilão de Energia de Reserva**. IFE n. 2.227, Rio de Janeiro, 19 de Março de 2008.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. A. (2010a). **Considerações Sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro**. Texto de Discussão n. 15. Gesel/IE/UFRJ. Rio de Janeiro.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. A. (2010b). **A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia**. Texto de Discussão n. 16. Gesel/IE/UFRJ. Rio de Janeiro.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. A. (2010c). **O Risco Financeiro de um Período Seco Prolongado Para o Setor Elétrico Brasileiro**. Texto de Discussão n. 17. Gesel/IE/UFRJ. Rio de Janeiro.

CASTRO, N. J.; DANTAS, G. A.; LEITE, A. L. S.; BRANDÃO, R.; TIMPONI, R. R. (2010d). **Considerações Sobre as Perspectivas da Matriz Elétrica Brasileira**. Texto de Discussão n. 19. Gesel/IE/UFRJ. Rio de Janeiro.

CASTRO, N. J.; DANTAS, G. A.; BRANDÃO, R. (2011). **Contribuição da Bioeletricidade Para Sustentabilidade da Economia Paulista**. Texto Apresentado no ELAEE 2011.

CASTRO, N. J.; NETO, P. B.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. A. (2012). **Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro e o Potencial Hidrelétrico da Região Amazônica**. Texto de Discussão n.50. Gesel/IE/UFRJ. Rio de Janeiro.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; HUBNER, N.; DANTAS, G. A.; ROSENTHAL, R. (2014). **A Formação do Preço da Energia Elétrica: Experiências Internacionais e o Modelo Brasileiro**. Texto de Discussão n. 62. Gesel/IE/UFRJ. Rio de Janeiro.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: www.ccee.org.br. Acesso em: Setembro,2014).

CCEE. (2014). **Resultado Consolidado dos Leilões – Junho/2014**. (Disponível em: www.ccee.org.br. Acesso em: Dezembro, 2014).

CCEE. (2014a) (Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_afzLoop=421039042871710#%40%3F_afzLoop%3D421039042871710%26_adf.ctrl-state%3D19dq0z63dz_62. Acesso em: Outubro,2014)

COLOMER, M. (2013). **Perspectivas de Suprimento de Gás Natural Para o Setor Elétrico**. Boletim Infopetro. (Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2013/09/02/perspectivas-de-suprimento-de-gas-natural-para-o-setor-eletrico/> . Acesso em: Janeiro,2014).

_____ (2014). O Setor Elétrico e as Indefinições da Política de Gás Natural no Brasil. Boletim Infopetro. (Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2014/06/16/o-setor-eletrico-e-as-indefinicoes-da-politica-de-gas-natural-no-brasil/>. Acesso em: Janeiro,2014).

COSTA, M. (2014). Indústria Para a Produção e Venda Energia. Folha de São Paulo, 11 de Maio de 2014. (Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2014/05/1452467-industria-para-producao-e-vende-energia.shtml>. Acesso em: Fevereiro,2015)

DANTAS, G. A. (2013). **Alternativas de Investimento do Setor Sucroenergético Brasileiro para Aproveitamento de Bagaço e de Palha**. Tese de Doutorado Apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético da COPPE/UFRJ.

D'ARAUJO, R. P. (2009). **Setor Elétrico Brasileiro – Uma Aventura Mercantil**. Série Pensar o Brasil. CONFEA.

_____ (2014a). **A Crise do Setor Elétrico: Os Problemas que Permanecem Embaixo do Tapete**. Boletim Infopetro, Ano 14, nº 1. (Disponível em:

<https://infopetro.files.wordpress.com/2014/07/infopetro03042014.pdf>. Acesso em: Maio, 2014).

_____. (2014b). **Bandeiras Tarifárias: Você Assume Parte do Risco**. Boletim Infopetro, Ano 14, nº 3. (Disponível em: <https://infopetro.files.wordpress.com/2014/09/infopetro07082014.pdf>. Acesso em: Agosto, 2014).

EPE (2011). **Índice de Custo e Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica**. (Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ANEXO%20XIV%20-%20Metodologia%20do%20C%3%A1lculo%20do%20C%8Dndice%20de%20Custo%20Benef%C3%ADcio%20-%20ICB.pdf. Acesso em: Janeiro, 2014)

HALLACK, M.; VAZQUEZ, M. (2013). **O Problema da Interação Energia Eólica, Hidráulica e Gás Natural**. Boletim Infopetro, Ano 13, nº 3. (Disponível em: <https://infopetro.files.wordpress.com/2014/07/infopetro07082013.pdf>. Acesso em: Dezembro, 2014).

IEA (Internacional Energy Agency), 2014. **Key World Energy Statistics**. (Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2014.pdf> Acesso em: Outubro, 2014). Paris, França.

LOSEKANN, L. D. (2012). **MP 579: Prorrogação das Concessões e Apropriação da Renda Inframarginal**. Boletim Infopetro. (Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2012/10/08/mp-579-prorrogacao-das-concessoes-e-apropriacao-da-renda-inframarginal/>. Acesso em: Fevereiro, 2015)

_____. (2013). **Desafio do Setor Elétrico Brasileiro: Novo Papel dos Reservatórios**. Boletim Infopetro. (Disponível em: <http://infopetro.wordpress.com/2013/08/12/desafio-do-setor-eletrico-brasileiro-novo-papel-dos-reservatorios/>. Acesso em: Novembro, 2014)

MARTINS, D. M. R. (2008). **Setor Elétrico Brasileiro: Análise de Investimento de Capital em Usinas Termelétricas**. Dissertação de Mestrado apresentada no Departamento de Economia da PUC-Rio.

MIRANDA, R. L. (2009). **Regulação Técnica Para se Obter Melhor Eficiência na Motorização De Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil**. Dissertação de Mestrado Apresentada na UNIFACS.

ONS. (Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx Acesso em: Outubro, 2014)

_____. (2012). **Plano da Operação Energética 2012/2016 – PEN 2012 – Vol. I – Relatório Executivo**. (Disponível em: www.ons.org.br. Acesso em: Janeiro, 2015).

_____. (2012b) **Plano da Operação Energética 2012/2016 – PEN 2012 – Vol. II – Relatório Complementar**.

_____. (2013). **Plano da Operação Energética 2013/2017 – PEN 2013 – Vol. I – Relatório Executivo**. (Disponível em: www.ons.org.br. Acesso em: Janeiro, 2015).

PDE (2023). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023**. (Disponível em: WWW.epe.gov.br. Acesso em: Outubro, 2014).

REGO, E. E. (2012). **Proposta de Aperfeiçoamento da Metodologia dos Leilões de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado: Aspectos Conceituais, Metodológicos e suas Aplicações**. Tese de Doutorado apresentada no Programa de Pós-Graduação em Energia da USP.

ROMEIRO, D. L. (2014). **Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica: O Índice de Custo e Benefício e a Competitividade de Termelétricas a Gás Natural no Brasil**. Dissertação de Mestrado Apresentada no IE/UFRJ.

SALES, C.; LEE, R. (2014). **Exposição das Hidrelétricas Depende Fundamentalmente de Quatro Fatores: Cenário Hidrológico; Disponibilidade de Capacidade de Reserva; Política de Operação; e Equilíbrio Estrutural Entre Oferta e Demanda por Energia**. Canal Energia, 12 de Setembro de 2014. (Disponível em: http://www.acendebrasil.com.br/media/artigos/20140912_CanalEnergia_Geracaohidretricasobrisco.pdf. Acesso em: Janeiro, 2015)

SIMÕES, R., 2010. Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica). Seminário apresentado no Brazil Wind Power 2010. Rio de Janeiro, RJ, Brasil

VEIGA, M. (2009). **Cálculo dos Índices Custo Benefício dos Leilões de Energia Nova**. Apresentação no Seminário ABCE Canal Energia.

VEIGA, M. et al. (2012). **Requisito de Lastro de Gás Natural para Viabilizar a Participação de Termelétricas nos Leilões de Energia Nova: Análise e Propostas**. Rio Oil and Gas. IBP1362_12.